



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
MEDIANTE LA INYECCIÓN CÍCLICA "HUFF
AND PUFF" DE BIÓXIDO DE CARBONO.**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MIGUEL ÁNGEL CORTÉS CORTÉS



DIRECTOR DE TESIS:
Dr. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.
DIRECTOR ADJUNTO:
M.C. HERON GACHUZ MURO.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

MARZO 2008



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-201

SR. MIGUEL ÁNGEL CORTÉS CORTÉS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rafael Rodríguez Nieto y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE LA INYECCIÓN CÍCLICA
“HUFF AND PUFF” DE BIÓXIDO DE CARBONO**

- I INTRODUCCIÓN**
- II DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA**
- III MECANISMOS DE RECUPERACIÓN A TRAVÉS DEL CO₂**
- IV MÉTODO “HUFF AND PUFF”**
- IV APLICACIONES**
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de febrero de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*tjh

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

TEMA DE TESIS: **Método de Recuperación Mejorada Mediante la Inyección Cíclica "Huff and Puff" de Bióxido de Carbono.**

ALUMNO: **Miguel Ángel Cortés Cortés.**

DIRECTOR: **Dr. Rafael Rodríguez Nieto.**

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

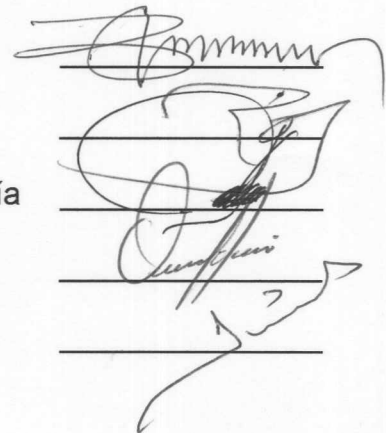
PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera

VOCAL: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

SECRETARIO: M.I. Tomás Eduardo Pérez García

1er. SUPLENTE: Ing. Octavio Steffani Vargas

2do. SUPLENTE: M.I. Roque Riquelme Alcántar



Four handwritten signatures are written over horizontal lines, corresponding to the names of the jury members listed to the left. The signatures are in black ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

AGRADECIMIENTOS

A la vida por mostrarme su rostro.

A toda mi familia por su apoyo a lo largo de mi vida, en especial a mi madre.

A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme brindado mi valiosa educación.

A mi México querido por la libertad que en él existe.

A mi piedra angular TE AMO Amaya.

Gracias totales.

Hay hombres que luchan un día y son buenos,
hay otros que luchan un año y son mejores,
hay quienes luchan muchos años y son muy buenos,
pero hay unos que luchan toda la vida, esos son los imprescindibles.



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	1
ÍNDICE DE TABLAS	2
RESUMEN	3
1. INTRODUCCIÓN	5
2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	6
2.1. Definición de EOR.	6
2.2. Aceite Candidato para el Proceso de EOR.	9
2.3. Características Idealizadas de un Proceso de EOR.	12
2.3.1. Eficiencias de Desplazamiento Microscópico y Macroscópico.	12
2.3.2. Consideraciones Prácticas.	16
2.4. Clasificación General y Descripción de los Procesos de EOR.	18
2.4.1. Procesos de Control de Movilidad.	19
2.4.2. Procesos Químicos.	22
2.4.3. Procesos Miscibles.	25
2.4.4. Procesos Térmicos.	29
2.5. Potencial de los Diferentes Procesos de EOR.	34
2.6. Criterios de Selección de un Proceso de EOR.	36

2.7. Referencias	37
3. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN A TRAVÉS DEL CO₂	39
3.1. Propiedades del CO₂.	39
3.1.1. Factores que Hacen al CO ₂ un Agente de EOR.	42
3.2. “WAG”.	46
3.3. “SWAG”.	50
3.4. “FAWAG”.	53
3.5. “Huff and Puff”.	55
3.6. “SAG”.	57
3.7. Referencias	58
4. MÉTODO “HUFF AND PUFF”	61
4.1. Historia.	61
4.2. Métodos.	62
4.3. Fórmulas.	64
4.4. Ventajas y Desventajas.	66
4.5. Referencias	67
5. APLICACIONES	68
5.1. Estimación de Propiedades.	69
5.1.1. Solubilidad del CO ₂ y Factor de Volumen de Barrido.	69
5.1.2. Factor de Expansión Térmica.	70
5.1.3. Factor de Volumen del Aceite Saturado con CO ₂ .	73

5.1.4.	Solubilidad del CO ₂ en Agua de Formación.	74
5.1.5.	Factor de Volumen del Agua.	76
5.1.6.	Factor de Volumen del Gas CO ₂ .	76
5.1.7.	Viscosidad del Aceite a Condiciones de Yacimiento.	77
5.1.8.	Viscosidad del Aceite Saturado con CO ₂ .	78
5.2.	Método de Haskin y Alston.	79
5.3.	Método de John T. Patton y Equipo.	81
5.4.	Referencias	82
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
	NOMENCLATURA	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Eficiencia de desplazamiento macroscópica mejorada con polímeros.	19
Fig. 2.2 Proceso de polímero surfactante (DOE EUA).	23
Fig. 2.3 Proceso PCM con GLP y gas seco.	25
Fig. 2.4 Proceso de CO ₂ miscible (DOE EUA).	27
Fig. 2.5 Proceso de estimulación cíclica con vapor (DOE EUA).	30
Fig. 2.6 Proceso de inyección de vapor (DOE EUA).	31
Fig. 2.7 Proceso de combustión in-situ (DOE EUA).	32
Fig. 2.8 Proyectos de EOR en EUA.	34
Fig. 2.9 Producción en EUA mediante proyectos de EOR (B/D).	35
Fig. 2.10 Producción en EUA mediante gas (B/D).	35
Fig. 3.1 Diagrama de fase p-T del CO ₂ .	39
Fig. 3.2 Densidad del CO ₂ .	40
Fig. 3.3 Factor de compresibilidad del CO ₂ .	41
Fig. 3.4 Viscosidad del CO ₂ .	41
Fig. 3.5 Solubilidad del CO ₂ .	42
Fig. 3.6 Reducción de la viscosidad vs. presión de saturación.	43
Fig. 3.7 Factor de expansión para aceites.	44
Fig. 3.8 Resultados de pruebas de miscibilidad.	45
Fig. 3.9 Presión requerida para un desplazamiento miscible con CO ₂ .	45
Fig. 3.10 Presión mínima de miscibilidad del CO ₂ .	46
Fig. 3.11 Proceso WAG.	47
Fig. 3.12 Tipos de gas utilizados en el proceso WAG.	48
Fig. 3.13 Proceso "Huff and Puff".	55
Fig. 5.1 Campo Angostura.	68
Fig. 5.2 Efecto de la solubilidad del CO ₂ en el aceite muerto.	70
Fig. 5.3 Corrección de la densidad por compresibilidad de líquidos.	71
Fig. 5.4 Corrección de la densidad por expansión térmica de líquidos.	72
Fig. 5.5 Factor de compresibilidad del CO ₂ .	74

Fig. 5.6 Solubilidad del CO₂ en agua.	75
Fig. 5.7 Factor de corrección para la solubilidad del CO₂ en salmueras.	75
Fig. 5.8 Factor de volumen del agua de formación.	76
Fig. 5.9 Viscosidad del aceite saturado con gas @ c.y.	77
Fig. 5.10 Efecto de la presión de saturación del CO₂ en la viscosidad del aceite.	78
Fig. 5.11 Método de Patton.	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de los criterios de selección para los métodos de EOR.	36
Tabla 5.1 Propiedades del pozo Angostura.	69
Tabla 5.1 Eficiencias del método de Patton.	82

RESUMEN

En el presente trabajo se dan a conocer las técnicas de recuperación mejorada así como los aspectos esenciales de cada proceso, en especial el método predictivo para el proceso de inyección cíclica o "Huff and Puff" con Bióxido de Carbono, definido por John T. Patton y su equipo, aplicable a aceites pesados y por Helen K. Haskin y Robert B. Alston, para aceites ligeros. En base a sus resultados, el método muestra un gran potencial en cuestión de recuperación de aceite debido a la conjunción del método de inyección cíclica o "Huff and Puff" y a las cualidades termodinámicas propias del CO₂ (0.33 mol de CO₂ puede disolver 1 mol de aceite) que permiten recuperar hasta 13% de aceite original en el yacimiento.

El caso presentado es para un aceite pesado de 12°API con una viscosidad de 564.82 cp y una RGA de 168 (scf/STB); la saturación de aceite inicial es de 75%. El pozo fue sometido a inyección de agua y la saturación de aceite remanente después de la inyección, según los cálculos realizados, es de 57%, lo cual indica el potencial de aceite que se tiene por recuperar. Después de la inyección cíclica Huff and Puff con CO₂, la saturación de aceite es del orden de 38%, determinada en base a la correlación de Helen K. Haskin y Robert B. Alston.

El método de Huff and Puff con CO₂ presenta beneficios que se ven reflejados en el incremento de la producción de aceite, ya que tiene la ventaja de basarse solamente en las propiedades de los fluidos, las cuales son generalmente conocidas o pueden ser obtenidas mediante correlaciones; la recuperación de aceite depende del volumen de aceite que es alterado por los mecanismos particulares de este método, como son:

- La expansión del aceite debida a la difusión del CO₂ en él.
- El rompimiento de cadenas de hidrocarburos o liberación de los componentes ligeros del aceite.
- La reducción de la viscosidad.
- Efectos causados en las permeabilidades relativas.
- Incremento del contenido de gas disuelto.

-
-
- Estimulación de la formación (reducción del daño).
 - Mejoramiento del drene gravitacional.
 - Reducción de la tensión interfacial.

Un aspecto importante que se debe de tomar en cuenta es la completa caracterización del yacimiento y de los fluidos del mismo para poder así tener el mejor pronóstico del método.

1. INTRODUCCIÓN

La incorporación de reservas de hidrocarburos es una tarea de vital importancia en nuestro país, ya que la economía está basada principalmente en el petróleo; México se enfrenta a grandes retos en cuestiones de recuperación de aceite, ya que la mayoría de sus campos se encuentran en su etapa de madurez; la mayor parte de la energía que actualmente se consume también depende de los combustibles fósiles, por lo que la demanda de hidrocarburos va en aumento continuamente y la incorporación de reservas se ha quedado rezagada, lo cual representa un reto. Una de las maneras de incorporar reservas probadas es mediante la aplicación de los procesos de recuperación mejorada, ya que permite reclasificar las reservas probables y posibles en probadas, revirtiendo así este fenómeno.

Existe una gran variedad de técnicas de recuperación mejorada de aceite, que se agrupa a grandes rasgos, en los procesos de inyección de productos químicos, controladores de movilidad, miscibles y térmicos. Esto genera cierta incertidumbre en la selección del método que más se ajuste a las características del yacimiento y a los fluidos que contenga; por otra parte, cuando se ha seleccionado el método es porque se ha considerado la disponibilidad del equipo y de los elementos a utilizar, durante toda la vida del proyecto.

Una gran cantidad de aceite queda entrampado después de la recuperación primaria o la secundaria, por ende la saturación de aceite remanente generalmente es de 67%, motivo por el cual es necesaria la aplicación de los métodos de recuperación mejorada, ya que idealmente después de su aplicación óptima, la saturación de aceite residual tiende a cero en las zonas barridas mediante el proceso.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.1. Definición de EOR.

Tradicionalmente, las operaciones de recuperación de hidrocarburos se han estado subdividiendo en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describieron la producción de un yacimiento en un sentido cronológico.

La producción primaria, es la etapa inicial de producción en la cual el desplazamiento de los hidrocarburos es por energía natural, existente en el yacimiento. La recuperación secundaria, que es la segunda etapa de operación, generalmente ha sido implantada después de que ha declinado la producción primaria.

Los procesos de recuperación secundaria tradicional son: inyección de agua, mantenimiento de presión por inyección de agua o gas (N_2) e inyección de gas, aunque el término recuperación secundaria es casi sinónimo de inyección de agua, el gas comúnmente utilizado en estos procesos es el N_2 .

La recuperación terciaria, que es la tercera etapa de producción, ha sido la que se aplica después de la inyección de agua (o de cualquier proceso secundario usado). En los procesos terciarios se han usado gases miscibles, productos químicos y/o energía térmica, para el desplazamiento adicional de aceite después de que un proceso de recuperación secundaria ya no sea económico.

La desventaja de la consideración de estas tres etapas como una secuencia cronológica, es que muchas operaciones de producción de yacimientos no se han realizado en el orden especificado. Un claro ejemplo en muchas partes del mundo es la producción de aceites pesados.

Si éstos son lo suficientemente viscosos, probablemente no fluyan a gastos económicos con los mecanismos de energía natural, por lo que la producción primaria será insignificante. Para tales yacimientos, la inyección de agua no será factible, por lo tanto, el uso de la energía térmica podría ser el único camino para recuperar una cantidad significativa de aceite. En este caso, es el proceso terciario

el método que normalmente se ha considerado; siendo así, la secuencia cronológica del agotamiento es el primero, y quizá único, método de recuperación.

En otras situaciones, el supuesto proceso terciario podría ser aplicado como una operación secundaria, en lugar de la inyección de agua. Esta acción podría ser dictada por factores técnicos y económicos, tales como la naturaleza del proceso terciario, disponibilidad de reactivos de inyección, etc. Por ejemplo si la inyección de agua antes de la aplicación del proceso terciario disminuye la eficiencia, entonces la etapa de inyección de agua podría ser razonablemente omitida.

A causa de tales situaciones, el término “Recuperación Terciaria” no es aprobado dentro de la literatura de Ingeniería Petrolera, cambiándolo por recuperación mejorada que en inglés es “Enhanced Oil Recovery” (EOR) y se ha convertido en lo más aceptado.

Otra designación descriptiva comúnmente usada es “Improved Oil Recovery” (IOR) que significa recuperación mejorada, la cual incluye el proceso de EOR pero también abarca un rango más amplio de actividades, como son: la caracterización del yacimiento, el mejoramiento en la administración del yacimiento y pozos de relleno.

Debido a que la clasificación cronológica de la producción de aceite ha sido complicada, se ha utilizado una clasificación basada en la descripción de los procesos, la cual se ha acercado a lo más aceptado dentro de la industria y ha resultado más práctica; esto no quiere decir que el nombramiento de los procesos ha cambiado, ya que se sigue basando en la cronología.

Los procesos de recuperación de aceite ahora son clasificados como: Primarios, Secundarios y de EOR. La clasificación mostrada es claramente útil, ya que se establecen las bases para la comunicación efectiva entre técnicos. Sin embargo, esto también tiene una utilidad práctica en la instrumentación de impuestos y reglas de contabilidad.

La recuperación primaria resulta del uso de la energía natural presente en el yacimiento como fuente principal, provocando que el aceite se desplace hacia los pozos productores. Estas fuentes de energía natural son: la expansión del gas

disuelto, la expansión del casquete de gas, la expansión del agua de formación, la expansión del sistema roca-fluidos, el empuje hidráulico y el drene gravitacional.

El mecanismo particular para elevar el aceite a la superficie, una vez que éste se encuentra en el pozo, no es un factor que esté en la clasificación mostrada.

La recuperación secundaria es el resultado del aumento en la energía a través de la inyección de agua o gas para desplazar el aceite hacia los pozos productores. En este caso la inyección de gas puede ser: dentro del casquete para el mantenimiento de presión y la expansión del mismo o dentro del yacimiento para desplazar el aceite en un proceso inmisible; esto se realiza de acuerdo a las permeabilidades relativas y a las consideraciones del barrido volumétrico.

Los procesos de inyección de gas que se basan en otros mecanismos como: la reducción de la densidad del aceite, la reducción de la viscosidad del aceite o presentar un comportamiento de fase favorable, son considerados también procesos de EOR.

Un desplazamiento de gas inmisible no es tan eficiente como la inyección de agua y se ha usado hoy en día frecuentemente como un proceso de recuperación secundaria.

El proceso de EOR resulta principalmente de la inyección de: gases, productos químicos y/o el uso de energía térmica. Los gases usados en los procesos son: gases hidrocarburos, CO₂, nitrógeno y gases de combustión. Para fines prácticos, el uso de gas se ha de considerar un proceso de EOR si la eficiencia de recuperación depende significativamente de otro mecanismo que no haya sido el desplazamiento frontal inmisible, caracterizado por la alta tensión interfacial en las permeabilidades.

Un gran número de productos químicos se han estado usado comúnmente, como son: polímeros, surfactantes, y solventes hidrocarburos.

Los procesos térmicos consisten típicamente en el uso de vapor o agua caliente; también pueden depender de la generación in-situ de energía térmica, a través de la combustión del aceite que se encuentra en la formación.

Los procesos de EOR implican la inyección al yacimiento, de uno o varios fluidos de diferentes tipos. Estos fluidos inyectados y los procesos de inyección

proveen energía al yacimiento, para así desplazar al aceite hacia los pozos productores. Adicionalmente, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido del yacimiento, creando las condiciones favorables para la recuperación del aceite. Estas interacciones podrían resultar en: bajar la tensión interfacial, reducir la densidad del aceite, reducir la viscosidad del aceite, cambiar la mojabilidad o crear un comportamiento de fase favorable.

La interacción se ha atribuido a mecanismos físicos y químicos, debidos a inyección o generación de energía térmica. La simple inyección de agua y gas seco para el mantenimiento de presión o desplazamiento de aceite son excluidos de la definición.

Los procesos de EOR a menudo implican la inyección de más de un fluido. En un caso típico, un volumen relativamente pequeño de un producto químico costoso (primer bache) es inyectado para movilizar al aceite en un frente de inyección.

Este primer bache es desplazado con un volumen más grande de otro producto químico relativamente no muy caro (segundo bache). El propósito del segundo bache es desplazar al primero eficientemente y con el menor deterioro posible.

En algunos casos, fluidos adicionales de una unidad de costo más baja son inyectados después del bache secundario, para reducir costos. En tales casos de múltiple inyección de fluidos, todos los fluidos inyectados han de considerarse parte del proceso de EOR, aunque el producto que ha sido inyectado uniformemente al final, pueda ser agua o gas seco, inyectado solamente para crear un desplazamiento volumétrico de los fluidos previamente inyectados dentro del proceso.

2.2. Aceite Candidato para el Proceso de EOR.

Las características físico-químicas del aceite a recuperar son variadas: los rangos van desde aceites pesados (alta viscosidad y alta densidad), hasta aceites volátiles (baja viscosidad y una baja densidad). Grandes cantidades de aceite pueden encontrarse dentro de este rango, el cual involucra una gran gama de propiedades físico-químicas del aceite; es por tal motivo que la tecnología de EOR no puede enfocarse a un tipo particular de aceite.

Claramente, un proceso complicado de EOR no podrá ser aplicable a todos los crudos, ya que los procesos conllevan diferentes tecnologías, las cuales habrán de ser ajustadas al tipo de aceite y a su ubicación.

Una dificultad paralela consiste en que el aceite remanente que existe en los yacimientos, varía extensamente en sus características. Los tipos de yacimientos de aceite varían desde formaciones de carbonatos a profundidades someras o considerablemente profundas, hasta pequeños cuerpos de arena. Willhite^{1*} describe el papel de la geología y su importancia en los procesos de desplazamiento.

Finalmente, la saturación, distribución y composición física del aceite en el yacimiento, como resultado de las operaciones de producción realizadas, son factores importantes en la implantación de un proceso de EOR. Tradicionalmente, a un yacimiento que experimentó una producción primaria, le sigue la inyección de agua como fuente de energía.

La recuperación en yacimientos individuales, según una gran cantidad de estudios realizados en EUA²⁻⁷, mediante la implantación de los procesos de EOR puede acercarse a 43% del aceite original, cuando la inyección de agua alcanza el límite económico. El aceite remanente detrás del frente de inyección de agua, queda en gran parte aislado como gotas entrampadas dentro de los poros o como películas de aceite alrededor de las partículas de roca; esto depende de la mojabilidad de la roca.

En las regiones barridas, la saturación remanente normalmente es alrededor de 32%. Un proceso EOR necesita ser capaz de movilizar las gotas de aceite y crear un banco de aceite que pueda ser propagado eficientemente hacia los pozos productores.

Otras veces, un proceso de EOR puede aplicarse después de la producción primaria y/o como una operación de recuperación secundaria en un sentido cronológico.

En este caso, el aceite puede existir en una relativa alta saturación, alrededor de 55%, en un estado continuo, con una permeabilidad relativa al aceite

significativamente mayor a cero. Una saturación de gas podría también estar presente, dependiendo del mecanismo de recuperación primaria.

En este caso, el proceso de EOR podrá crear un banco de aceite, de manera muy parecida a la inyección de agua. La eficiencia de desplazamiento, sin embargo, debe ser mayor a la de inyección de agua, debiendo dejar detrás del frente de inyección sólo muy pequeñas cantidades de aceite entrampado.

Es decir, la saturación de aceite remanente es más baja para un proceso de EOR que para la inyección de agua; un proceso de EOR aplicado como una operación de recuperación secundaria, normalmente es comparado con la alternativa de inyección de agua debido a intereses económicos o a los costos, y a la recuperación esperada.

En algunos casos, los procesos de EOR son implantados desde el inicio o como una etapa de producción primaria. La situación general, es que el aceite presente una viscosidad tal que no pueda ser producido en cantidades económicamente viables, ya sea por mecanismos primarios o por inyección de agua. El uso de energía térmica, la cual disminuye la viscosidad del aceite, es generalmente el proceso preferido en tales casos. Una vez más, un proceso de EOR debe de mover el aceite y desplazarlo eficientemente hacia los pozos productores.

En resumen, el aceite remanente es un recurso muy importante para implantar un proceso de EOR y se encuentra bajo muchas circunstancias. El tipo de aceite, el yacimiento, la formación, la buena distribución del aceite, la saturación, el estado físico resultado de operaciones pasadas, etc., todos estos aspectos deben ser considerados particularmente para el diseño de un proceso de EOR y en cada yacimiento.

Esta diversidad ha conducido al desarrollo de una amplia variedad de procesos de EOR, los cuales pueden ser considerados para su implantación, dependiendo el caso que se presente.

2.3. Características Idealizadas de un Proceso de EOR.

2.3.1. Eficiencias de Desplazamiento Microscópico y Macroscópico.

La eficiencia total de desplazamiento, en cualquier proceso de recuperación de aceite, puede ser considerada convenientemente como el producto entre la eficiencia de desplazamiento microscópico y la eficiencia de desplazamiento macroscópico. Es decir:

$$E = E_D E_V, \dots\dots\dots (2.1)$$

donde: E = eficiencia total de desplazamiento (volumen de aceite recuperado por el proceso / volumen de aceite al inicio del proceso), E_D = eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como una fracción y E_V = eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) expresada como una fracción.

El desplazamiento microscópico se relaciona con la movilización de aceite a una escala de poro; E_D es la medida de efectividad del fluido desplazante en movimiento, donde entra en contacto con el aceite, desplazándolo por los poros dentro de la roca. La E_D es reflejada en la magnitud de la saturación remanente de aceite S_{or} , en las regiones que entran en contacto con el fluido desplazante.

El desplazamiento macroscópico se relaciona con la efectividad de el(los) fluido(s) desplazante(es) en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. El mismo concepto general de transportación, en términos alternativos, es la eficiencia de barrido. E_V es la medida de cómo el fluido desplazante barre efectivamente, el volumen del yacimiento, tanto areal como verticalmente, así como que tan efectivamente el fluido desplazante mueve el aceite desplazado hacia los pozos productores. Ambos barridos, vertical y areal, deben de ser considerados y a menudo es muy útil subdividir E_V en el producto de las eficiencias de desplazamiento vertical y areal.

La E_V se ve reflejada en la magnitud de la saturación promedio de aceite remanente total, $\overline{S_{or}}$, debido a que este promedio es basado en el aceite residual del yacimiento, tanto en las partes barridas como en las no barridas.

Considere la magnitud de estas eficiencias en una inyección de agua típica. Por ejemplo se tiene una saturación de aceite inicial $S_{oi} = 0.60$ y una saturación de aceite remanente en la zona barrida $S_{or} = 0.30$:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0.60 - 0.30}{0.60} = 0.50 \dots\dots\dots (2.2)$$

Una eficiencia de barrido volumétrica típica en una inyección de agua, E_V , en su límite económico es 0.7 (según estudios realizados en EUA²⁻⁷). Por lo tanto:

$$E = E_D E_V = 0.50 \times 0.70 = 0.35 \dots\dots\dots (2.3)$$

Así, la eficiencia de desplazamiento total es de cerca de una tercera parte para una inyección de agua típica, la cual también representa la eficiencia de recuperación de aceite (despreciando los cambios de volumen asociados a cambios de presión).

Este escenario de la tercera parte por ningún medio es un resultado universal aplicable a todos los yacimientos. El rendimiento individual de los yacimientos con eficiencias de recuperación altas o bajas, depende de las características particulares del yacimiento y del aceite. Sin embargo, el resultado está indicando que siguen quedando cantidades significantes de aceite al final de una inyección de agua o detrás del frente de inyección. Se ha visto que este aceite remanente es el resultado de dos factores.

El primero, detrás del frente de inyección de agua, queda la saturación de aceite residual.

El segundo, una porción grande del yacimiento no está conectada con el frente de inyección y el aceite no ha sido desplazado en esos lugares; es decir, no existe

continuidad y el aceite queda atrapado, por tal motivo no fluye a los pozos productores.

Adicionalmente, algo de aceite dentro del frente de inyección probablemente habrá sido desplazado dentro de la región donde el frente no surta efecto, por lo que la saturación de aceite en esas zonas se incrementaría más de lo que ya estaba antes de la inyección.

En un proceso de EOR, se busca que E tienda a 1.0, claro, esto depende de los valores de E_v y E_D ; en los procesos de EOR donde la eficiencia pudiera ser de 1.0, se dice que la ($S_{or} \rightarrow 0$) o que son procesos ideales, esto se da si el fluido desplazante primario o primer bache ha barrido por completo todo el aceite dentro de los poros conectados hacia los pozos productores.

El fluido secundario o segundo bache se ha estado utilizando como fluido desplazante del primer bache, comportándose de una manera similar al fluido primario o primer bache, desplazando a éste de una manera eficiente, tanto macroscópica como microscópicamente.

Para que un fluido(s) sea(n) desplazado(s), hasta llegar al resultado deseado, como se ha visto, se requiere de ciertas condiciones técnicas y económicas. Varias interacciones físico-químicas ocurren entre el fluido desplazante y el aceite, lo cual podría crear una ventaja en la eficiencia de desplazamiento microscópica y hacer que la S_{or} sea baja. Estas interacciones incluyen: miscibilidad entre los fluidos, disminución de la tensión interfacial entre los fluidos, la expansión del volumen de aceite y la reducción de la viscosidad.

El mantenimiento de una relación de movilidad favorable entre los fluidos desplazantes y desplazados, contribuye adicionalmente a una mejor eficiencia de desplazamiento microscópica; ya que los procesos de EOR han sido desarrollados con la consideración de estos factores.

Los fluidos que se han estado utilizando como desplazadores primarios o como primer bache, tienen una o más interacciones físico-químicas favorables con el aceite. Los fluidos que se han estado utilizando como desplazantes del primer bache, idealmente deberían tener también una interacción favorable, similar a la del primer bache. La meta aceptable de un fluido para el proceso de EOR es,

mantener interacción(es) favorable(s) el mayor tiempo posible, cuando se aplica el proceso de inyección.

La eficiencia de desplazamiento macroscópica, también es mejorada con un mantenimiento favorable a través de todo el proceso, de las relaciones de movilidad entre los fluidos desplazantes y desplazados. Las relaciones favorables de movilidad contribuyen al mejoramiento de las eficiencias de barrido areal y vertical. Entonces un fluido ideal para el proceso de EOR, es uno que mantenga una relación favorable de movilidad con el fluido que esta siendo desplazado.

Otro factor importante para una buena eficiencia macroscópica, es la diferencia de densidades entre el fluido desplazante y el desplazado; una gran diferencia de densidades puede resultar en la segregación gravitacional de los fluidos, creando que el fluido desplazante no realice su tarea adecuadamente. En este fenómeno los fluidos inyectados podrían conducirse hacia la parte superior del yacimiento o viceversa, reduciendo así la E_v .

Si la diferencia de densidades existiese, se podría tomar como una ventaja en la inyección, dependiendo de la dirección y la referencia que se tomen (por ejemplo: debajo del contacto agua aceite o por arriba del contacto agua aceite).

La geología del yacimiento y en particular la heterogeneidad geológica, es un factor importante a considerar en la eficiencia de desplazamiento macroscópica. Los efectos de la movilidad y de la diferencia de densidades, pueden ser amplificados o disminuidos gracias a la naturaleza geológica del yacimiento.

Un fluido ideal para el proceso de EOR, es aquel que tenga una condición favorable de movilidad con el fluido(s) que se habrá(n) de desplazar y adicionalmente que esta favorable condición se mantenga durante todo el proceso. Adicionalmente, la densidad de un fluido ideal para el proceso de EOR, debería ser comparativamente igual que la del fluido desplazado, excepto si la inyección habrá de hacerse en alguna dirección (ejemplo: debajo del contacto gas aceite o por arriba del contacto gas aceite).

2.3.2. Consideraciones Prácticas.

Los fluidos que poseen las propiedades necesarias para crear buenas eficiencias de desplazamiento, tanto macroscópica como microscópica, son ciertamente conocidos o pueden desarrollarse. Una consideración práctica, es que los fluidos son costosos; para el caso de los procesos térmicos, se requiere de una gran infraestructura para desarrollar energía térmica, ya que el transporte de los fluidos de combustión es complicado.

Las interacciones naturales del flujo dentro del medio poroso con el sistema roca-fluido, provocan la reducción o disminución en la efectividad del frente de inyección.

Por ejemplo, las mezclas de fluidos causadas por la concentración del fluido de inyección, provocan el cambio en la adsorción física, perdiendo certeza en los componentes químicos del frente de inyección. Para los procesos térmicos, la conducción térmica a lo largo del proceso alcanza bloques que no son de interés, lo que genera pérdidas de energía térmica.

Las pérdidas de energía térmica o cambios en los componentes químicos, se deben a que el diseño del frente de inyección no se ajusta a los requerimientos del yacimiento; por lo que se debe tomar en cuenta muy bien el tamaño del bache de fluido desplazante, ya que así se podrán soportar las pérdidas de energía térmica o los cambios químicos y el bache actuará efectivamente durante todo el proceso.

Así, el tamaño del bache y su unidad de costo, han de ser las mayores consideraciones en el diseño de un proceso de EOR. De hecho, el costo de los fluidos de inyección y el costo del aceite (inestabilidad de los precios), son los dos factores más importantes que controlan la implantación económica de un proceso de EOR.

Otra consideración, es el manejo del fluido de EOR y su compatibilidad general con el sistema integral de producción. Fluidos extremadamente tóxicos o corrosivos no son buenos candidatos para ser un fluido de EOR, ya que éstos necesitan de instalaciones superficiales especiales y de un manejo muy delicado

en cuanto al factor humano, haciendo que el costo se incremente y su aplicación sea limitada.

Otro factor a considerar, es la disponibilidad del fluido de EOR; si un proceso de EOR es aplicado en un yacimiento grande, la cantidad de fluidos requeridos para éste sería mayor en comparación con un yacimiento pequeño. Si este proceso fuera aceptado para aplicarse en diferentes partes alrededor del mundo, la demanda volumétrica podría ser un factor limitante en su aplicación.

Un estudio de la oficina de asesoramiento tecnológico de EUA⁶, indicó que el total de CO₂ requerido para este país podía alcanzar los 50x10¹² pies³. Mientras el CO₂ se encuentre de manera natural en yacimientos del subsuelo o sea un subproducto de algunas operaciones industriales, como son: producción de fertilizantes y amoniaco; esta demanda proyectada será muy difícil de satisfacer, especialmente cuando sean considerados los factores geográficos.

La implantación y el éxito o fracaso de un proceso de EOR, es siempre afectada por las condiciones geológicas del yacimiento y las heterogeneidades que éste presente. Los procesos que son bien entendidos a condiciones de laboratorio y diseñados para las condiciones particulares del yacimiento, probablemente fallen cuando se implanten en el yacimiento a causa de factores geológicos.

Estos factores geológicos, podrían disminuir considerablemente la efectividad del bache, creando puentes donde se presente la canalización del frente de inyección; principalmente en las zonas de mayor permeabilidad o en las fracturas.

Similarmente, el flujo podría no moverse uniformemente a causa de las variaciones en las propiedades de la roca. Una inesperada adsorción química puede suscitarse en un cierto momento, causando el deterioro del frente de inyección. Factores como estos, si no son propiamente identificados y entendidos antes del inicio del proceso, seguramente serán una causa de que el proyecto no sea exitoso.

Un gran número de procedimientos logran ser de gran ayuda en la descripción geológica, por ejemplo: evaluación geológica de núcleos y de registros geofísicos, secciones geológicas y correlaciones entre pozos, estudios de caracterización

dinámica de yacimientos, pruebas de laboratorio e investigación sísmica; son sólo algunas de las herramientas que se han estado utilizando antes de la implantación de cualquier proceso de EOR.

2.4. Clasificación General y Descripción de los Procesos de EOR.

Los procesos de EOR, pueden ser clasificados dentro de cinco categorías: controladores de movilidad, químicos, miscibles, térmicos y otros procesos de EOR como el microbiano.

Los procesos que controlan la movilidad, como su nombre lo indica, son aquellos basados primordialmente en mantener un control favorable en las relaciones de movilidad, para así mejorar la magnitud de la E_v ; por ejemplo, el caso de añadir polímeros al agua, el de reducir la movilidad del gas con espumas.

Los procesos químicos son aquellos en los cuales se inyectan ciertos productos químicos, como son: los surfactantes y los agentes alcalinos, los cuales mediante la combinación del comportamiento de fases y la reducción en la tensión interfacial, logran desplazar al aceite y consecuentemente logran mejorar la E_D . En algunos casos, el control de la movilidad también es parte de los procesos químicos, teniendo así estos procesos el potencial de mejorar tanto E_v como E_D .

El objetivo de los procesos miscibles es inyectar fluidos que sean directamente miscibles con el aceite para que generen la miscibilidad en el yacimiento; esto se logra mediante la alteración de la composición o lo que es lo mismo, la ruptura de la cadena principal de carbonos del aceite; algunos ejemplos de estos métodos son: la inyección de solventes hidrocarburos o de CO_2 . El comportamiento de fases, es el mayor factor a considerar en la aplicación de estos procesos.

Los procesos térmicos dependen de la inyección de energía térmica o de la generación in-situ de calor, para el mejoramiento de la recuperación de aceite. La inyección de vapor o la inyección de aire u oxígeno para el proceso de combustión, son ejemplos de estos procesos.

La alteración en la viscosidad del aceite, el comportamiento de fases favorable y en algunos casos las reacciones químicas, son los mecanismos primarios de la recuperación mejorada.

Se les llama otros procesos, a todos aquellos procesos que no entran en las categorías mostradas anteriormente, como son: las técnicas de recuperación microbiana de aceite, inyección inmiscible de CO₂, entre otros.

La clasificación mostrada no es totalmente satisfactoria; de hecho existe cierta carencia en la precisión de los términos utilizados. Por ejemplo, los procesos químicos caen dentro de una categoría, pero en todos los procesos se utilizan productos químicos. También se notan algunas coincidencias en los mecanismos de los procesos mencionados; por ejemplo, los procesos químicos dependen del comportamiento de fases y de una limitada solubilidad entre diferentes fluidos, siendo similar para los procesos miscibles.

2.4.1. Procesos de Control de Movilidad.

Una aplicación general de los procesos de control de movilidad es mostrada en la **Fig. 2.1**, en la cual se puede apreciar una inyección de agua con polímeros; típicamente, se ha usado una solución de poliácridamida parcialmente hidrolizada (PHPA) en una solución salina; esta PHPA es un polímero aniónico o con carga negativa, que comúnmente se utiliza en concentraciones que van desde unos pocos cientos a varios cientos de ppm de polímero; éste es inyectado para desplazar al aceite (y el agua asociada) en la dirección de los pozos productores.

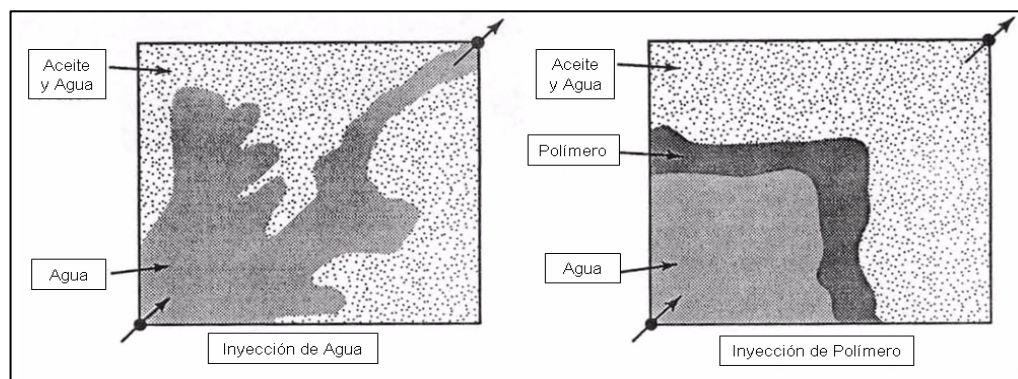


Fig. 2.1 Eficiencia de desplazamiento macroscópica mejorada con polímeros.

El tamaño del bache de polímero desplazante podrá estar en un rango que va desde el 50 hasta el 100% del volumen poroso (VP) y también podrá variar en cuanto a su composición; esto quiere decir que una concentración de polímero será usada en un cierto intervalo de tiempo, seguido por baches con sucesivas menores concentraciones, hasta que el último bache llegue a ser simplemente salmuera o agua.

Los baches de polímero son diseñados para mostrar una relación favorable de movilidades entre la solución diseñada y el banco de agua/aceite que está siendo desplazado delante del frente de inyección; el propósito es desarrollar un uniforme y mejor barrido volumétrico en todo el yacimiento, tanto areal como verticalmente, como el que se muestra en la **Fig. 2.1**, en la que se aprecia una comparación entre una inyección típica de agua y una inyección con polímeros; en una inyección convencional de agua, si existiese una desfavorable relación de movilidades, el agua tendería a viajar por los canales de mayor permeabilidad, haciendo que el barrido no se realice satisfactoriamente; este efecto se amplifica por las heterogeneidades geológicas del yacimiento.

El movimiento de una solución con polímeros tiende a comportarse de una manera más uniforme, ya que mientras que el movimiento del flujo en una inyección de agua típica es hacia las zonas de mayor permeabilidad, enfocándose en pequeños caminos entre los pozos inyectoros y productores, no es así en la inyección con polímeros, ya que este efecto será frustrado, a causa de que la movilidad en los polímeros es menor que la movilidad del agua.

Así, E_v es mayor para una inyección de polímeros que para una inyección de agua, debido a que la saturación de aceite residual alcanza menores valores en una inyección con polímeros; esto depende de la naturaleza de la curva de flujo fraccional y del volumen de agua inyectada. Así, la saturación de aceite residual efectiva, en un nivel económico de inyección, podría ser baja para la inyección de polímeros, en comparación con la inyección de agua para aceites viscosos.

El objetivo en una inyección de polímeros, para cualquier clase de polímero a utilizar, es el incremento en la eficiencia de barrido macroscópica. Particularmente, la PHPA afecta a la movilidad de dos maneras:

La primera, es que las soluciones de este polímero tienen viscosidades aparentes; (es decir que no existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación); las soluciones de polímeros son fluidos no Newtonianos y pueden mostrar sensibilidades considerables al esfuerzo cortante; este esfuerzo cortante varía de acuerdo a la solución que sea utilizada. Por lo general, las soluciones son salmueras que varían en concentración de ppm de sal, generando un cambio en la viscosidad aparente.

En la segunda, la PHPA es adsorbida en la superficie del medio poroso y/o es atrapada mecánicamente, como resultado de su gran tamaño físico; estas retenciones antes mencionadas, reducen el porcentaje de polímero en solución pero también causan el decrecimiento de la permeabilidad efectiva del fluido.

Así, la movilidad de la PHPA en solución, es más reducida en comparación con la del banco de agua/aceite desplazado; esto se debe a una combinación de reducciones en la permeabilidad efectiva y en la viscosidad.

Polímeros diferentes a la PHPA, probablemente sean usados; las alternativas más comunes son los llamados bio-polímeros, producidos mediante procesos de fermentación; estos polímeros afectan la viscosidad aparente, pero tienen un efecto muy pequeño en la permeabilidad efectiva, debido a que la retención es pequeña.

La recuperación es la limitante más seria en la inyección de polímeros, ya que es pequeña en comparación con los demás procesos de EOR; la inyección de polímeros actúa primordialmente mejorando la eficiencia macroscópica, dejando en segundo término a la eficiencia microscópica.

El proceso se ve afectado por operaciones de producción previas a la inyección; por ejemplo, una inyección previa de agua con éxito, puede provocar que la inyección de polímeros tenga un mínimo efecto.

2.4.2. Procesos Químicos.

Los procesos químicos involucran la inyección de un líquido con ciertos productos químicos, los cuales provocan cambios específicos en las propiedades del aceite; de acuerdo al comportamiento de fase del aceite, la tensión interfacial entre el líquido desplazante y el banco de aceite es reducida, generando así un desplazamiento más efectivo.

Se ha demostrado que el proceso de polímero surfactante mostrado en la **Fig. 2.2**^{2, 4, 5}, tiene el mayor potencial en términos de recuperación final, dentro de esta categoría de métodos de EOR; en este proceso, el bache de líquido desplazante primario es un complejo sistema químico, llamado solución micelar. Esta solución contiene un surfactante (usualmente un sulfonato de petróleo), un cosurfactante (un alcohol), aceite, electrolitos y agua.

El bache de surfactante es relativamente pequeño, típicamente un 10% del VP y es seguido por un protector de movilidad, el cual es una solución que contiene un polímero a una concentración de unos pocos cientos de ppm; frecuentemente estos protectores de movilidad tienen grados de concentración que disminuyen o se diluyen conforme avanza la inyección. Por lo general, el volumen total de polímero en solución es cerca de 1 VP.

La solución micelar tiene una solubilidad limitada con el aceite y es diseñada para tener una muy baja o casi nula tensión interfacial con la fase aceite; cuando esta solución se desplaza dentro del medio poroso, bajo el efecto de un gradiente de presión, la fase aceite es desplazada, el aceite es deformado y a partir del fenómeno de coalescencia, el aceite crea un banco que contiene agua y es desplazado delante del frente de inyección.

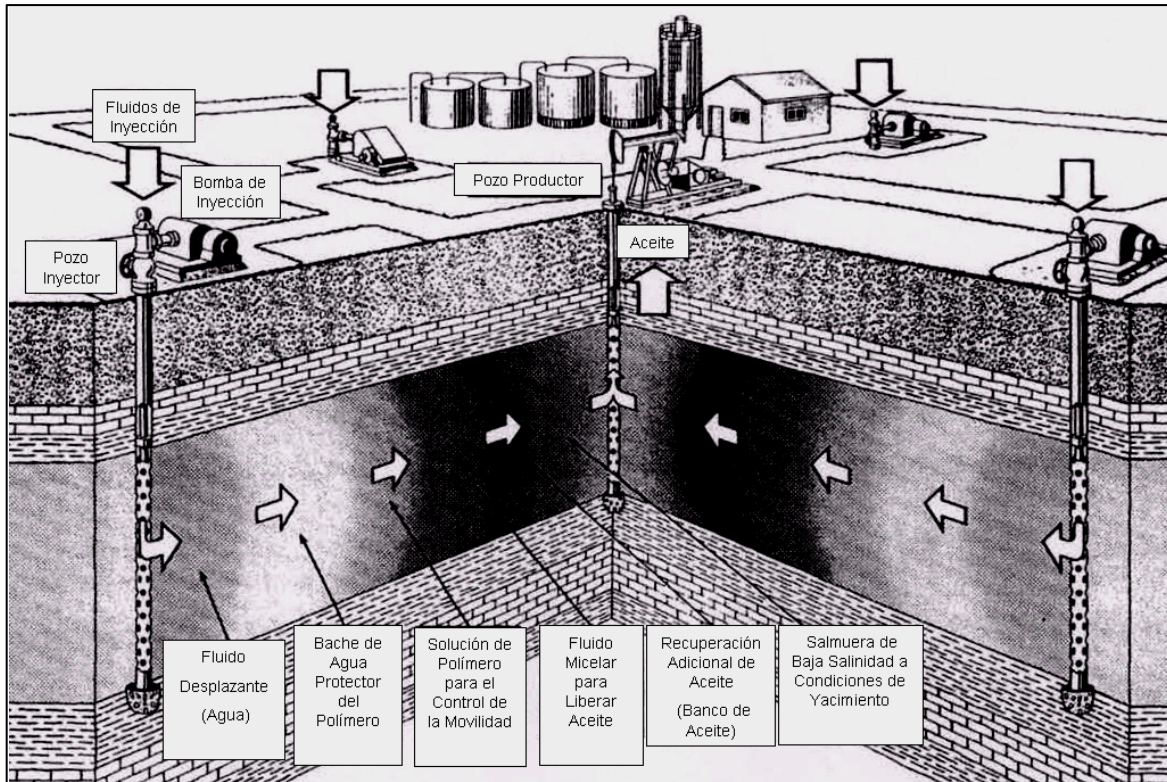


Fig. 2.2 Proceso de polímero surfactante (DOE EUA).

Para aumentar la eficiencia de desplazamiento macroscópica y prevenir la canalización del bache químico en el banco de aceite, se requiere que la solución micelar sea diseñada para tener una favorable relación de movilidad con el banco de aceite y el agua fluyente delante del frente de inyección; otra manera de contribuir con la eficiencia de desplazamiento, es la existencia de una relación favorable de movilidades entre el polímero y la solución micelar; de hecho la tensión interfacial entre el polímero protector de la movilidad y la solución micelar es definitivamente baja, ya que este polímero es inyectado para desplazar a la solución micelar.

En este proceso, los desplazamientos son inmiscibles; no existe solubilidad alguna entre la solución micelar y el aceite o entre la solución micelar y la solución de polímeros; una baja tensión interfacial es deseable entre los fluidos desplazantes de ambos lados de la solución micelar.

Una baja tensión interfacial entre la solución micelar y el aceite es requerida para movilizar el aceite en su totalidad; por otro lado, detrás del bache de solución

micelar es necesaria una baja tensión interfacial para tener un mínimo entrapamiento o adherencia de la solución micelar. Es claro que si la solución micelar no fuera eficientemente desplazada por la solución de polímero, el bache micelar seguro se deterioraría rápidamente.

Los procesos de surfactantes tienen una potencial importancia debido a la posibilidad de diseñar un proceso en el cual se incrementen tanto E_D como E_V ; para lograr esto se enfrentan problemas importantes. De cualquier manera, el proceso es tecnológicamente complicado y puede ser justificado sólo cuando el precio del aceite es relativamente alto y cuando la saturación de aceite residual después de la inyección de agua es alta.

Las soluciones químicas que contienen surfactantes, co-surfactantes y a veces aceite, son caras y pueden ser severas las pérdidas químicas; grandes pérdidas pueden ocurrir como resultado de la adsorción, el rompimiento de fase y el entrapamiento o por la canalización misma; si el control de la movilidad no es mantenido, estas pérdidas muchas veces se ven compensadas por el incremento en el volumen de la solución micelar inyectada.

Se sabe que la estabilidad del sistema surfactante, en general tiende a ser sensible a las altas temperaturas y a salinidades altas; si este tipo de procesos de EOR quieren tener una aplicación substancial, los sistemas que no puedan sobrepasar estas condiciones deberán ser desarrollados; un ejemplo de esto es visto en las primeras aplicaciones, donde los yacimientos carbonatados eran excluidos, debido en parte a la alta concentración de iones divalentes y a la alta salinidad normalmente asociada a este tipo de formaciones.

Existen muchas variantes de los procesos surfactantes; las inyecciones alcalinas son los procesos en los cuales se inyectan reactivos químicos alcalinos con ciertos componentes en el aceite, para generar un surfactante in-situ; los procesos tienen potencial, pero aparentemente es limitado a algunas aplicaciones debido a sus altos costos; varios procesos de alcohol también han sido probados a las condiciones de laboratorio, pero estos no se han intentado aplicar en un yacimiento.

2.4.3. Procesos Miscibles.

El objetivo primario en un proceso miscible, es desplazar al aceite con un fluido miscible en el aceite (y/o formar una fase simple cuando se mezcle por completo en el aceite) a las condiciones existentes entre las interfases del fluido inyectado y del volumen de aceite que está siendo desplazado.

Dentro de estos procesos, existen dos grandes variantes: la primera consiste en los procesos llamados de primer-contacto-miscible (PCM), donde los fluidos inyectados son directamente miscibles en el aceite del yacimiento, a las condiciones de presión y temperatura existentes; en la **Fig. 2.3** se ilustran los procesos de PCM.

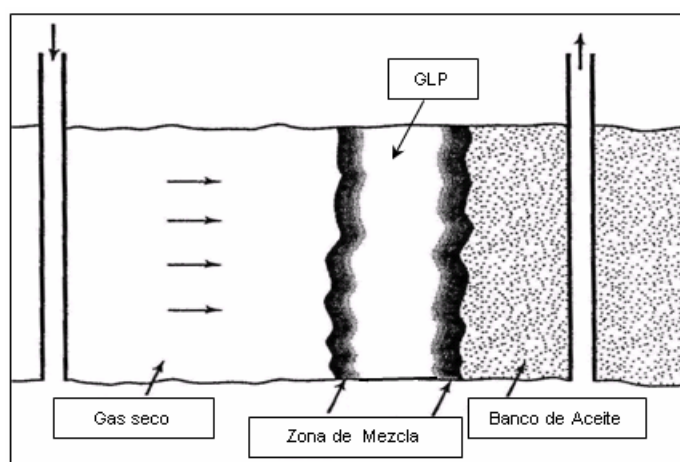


Fig. 2.3 Proceso PCM con GLP y gas seco.

Un bache relativamente pequeño de un fluido hidrocarburo, como por ejemplo el gas licuado del petróleo (GLP), es inyectado para desplazar al aceite; el tamaño del bache primario debería ser de alrededor de 12.5% del VP; el bache de GLP inyectado es desplazado por un gran volumen de un gas menos caro, que tenga una alta concentración de metano (gas seco); en algunos casos el agua pudiera ser utilizada como fluido desplazante secundario.

El proceso es efectivo debido primordialmente a la miscibilidad entre el primer bache y la fase aceite; primero las interfases entre el bache y el aceite son eliminadas y el aceite dentro del medio poroso es desplazado y movido delante del

frente de inyección; es también deseable que exista miscibilidad entre el primer bache y el segundo fluido desplazante (**Fig. 2.3**); por otro lado, el bache primario debería ser atrapado como una fase residual mientras progresa la inyección.

La segunda variante de estos procesos son los de múltiple-contacto-miscible (MCM); en estos procesos, el fluido de inyección no es miscible en su primer contacto o interacción con el aceite del yacimiento, por el contrario los procesos de MCM dependen de la modificación composicional de la fase inyectada o de la fase aceite, lo que se logra a través de múltiples interacciones de fases dentro del yacimiento y de la transferencia de masa entre sus componentes.

A condiciones apropiadas de presión, temperatura y composición, esta modificación composicional puede generar una miscibilidad in-situ entre las fases de los desplazantes y desplazados.

El proceso miscible de CO₂ ilustrado en la **Fig. 2.4**, es uno de los procesos de MCM; un volumen relativamente puro de CO₂ es inyectado para movilizar y desplazar al aceite residual a través de múltiples interacciones entre el CO₂ y la fase aceite; pesos moleculares de hidrocarburos tanto intermedios como pesados son extraídos dentro de la fase rica en CO₂; a condiciones apropiadas, esta fase rica en CO₂ puede llegar a tener una alta composición que puede ser miscible con el aceite original del yacimiento.

Desde este punto de vista, las condiciones de miscibilidad parcial o total existen en la interfase del frente de desplazamiento; a condiciones ideales, estas condiciones de miscibilidad se incrementan rápidamente dentro del yacimiento y la distancia requerida para establecer la miscibilidad de múltiple contacto, es inicialmente insignificante comparada con la distancia entre los pozos; el volumen de CO₂ inyectado durante un proceso, es típicamente cercano a 25% del VP.

La temperatura crítica del CO₂ es 87.8°F, así en la mayoría de los casos éste es inyectado como un fluido muy por arriba de su temperatura crítica; la viscosidad del CO₂ a condiciones de inyección es pequeña, varía en un rango que va de 0.06 a 0.10 cp, dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento; por lo tanto, en la mayoría de los casos el agua y el aceite son desplazados por el CO₂ a condiciones desfavorables en la relación de movilidad, generando una

canalización del CO₂ a través de la fase aceite y también una baja eficiencia de desplazamiento macroscópica.

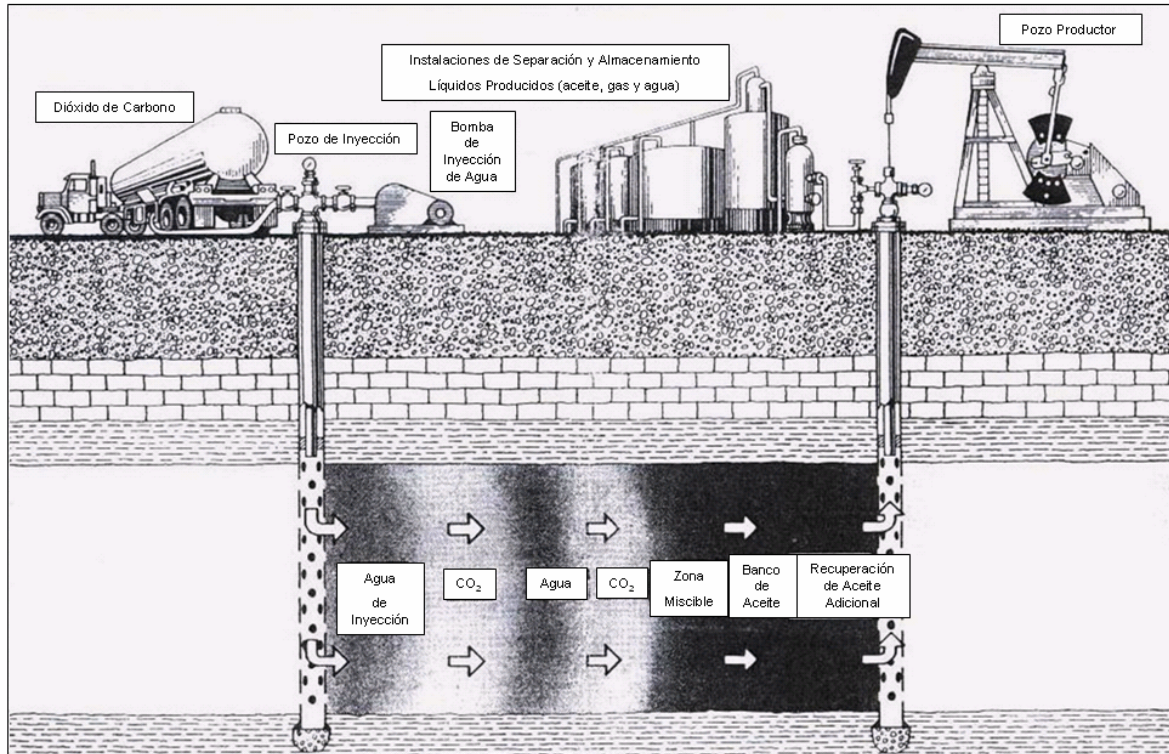


Fig. 2.4 Proceso de CO₂ miscible (DOE EUA).

Una consideración para eliminar esta dificultad, ha venido siendo la inyección alternada de baches de CO₂ y agua; el proceso “Water-Alternating-Gas” es llamado WAG por sus siglas en inglés; el propósito de la inyección de agua es reducir la permeabilidad relativa al CO₂ y como consecuencia reducir su movilidad; otra ventaja del proceso WAG es que cubre el requerimiento de CO₂ en todo momento.

Otros métodos de control de movilidad han sido probados, como el uso de espumas y polímeros conjuntamente con la inyección de CO₂; otro problema con los procesos de CO₂, resulta de la diferencia de densidades entre el agua y el CO₂ y en algún momento entre el CO₂ y el aceite.

A las condiciones de inyección, el CO₂ tiene una densidad relativa de cerca de 0.4 (nuevamente, dependiendo de las condiciones del yacimiento), dependiendo

de la densidad del aceite, el CO₂ puede tender hacia la cima de la formación y no ser aceptado por los fluidos desplazados; en algunos casos, este efecto gravitacional es explotado por los fluidos desplazantes de la cima y de la base del yacimiento según sea el caso, pero esto sólo puede llevarse a cabo donde la estructura del yacimiento sea apropiada.

Por las razones anteriormente citadas, el CO₂ de una manera relativamente temprana ofrece dentro de los procesos, canales dentro del yacimiento y una surgencia o irrupción hacia los pozos productores.

Debido a que el CO₂ tiene un valor nulo como combustible y tiene el carácter de contaminante, es usualmente separado de los gases producidos, represionado y reinyectado; el reciclaje de CO₂ se debe tomar en cuenta en el diseño del proceso ya que implica un costo extra, pero por lo general el gasto es menor que comprar todo el CO₂ nuevo; de esta manera el gas natural separado tiene una mejor calidad para comercialarlo.

En los procesos de MCM, otros gases son usados como fluidos desplazantes de una manera similar a la descrita con el CO₂, y estos son: los gases hidrocarburos relativamente secos (con altos contenidos de CH₄), el nitrógeno y en general los gases de combustión (atmosféricos o de chimenea); la diferencia entre estos gases y el CO₂ es que requieren de una presión mucho mayor para alcanzar el mismo efecto miscible, estos gases son utilizados provechosamente en yacimientos profundos donde pueden manejarse altas presiones sin fracturar la formación.

Un gradiente de presión de fractura aproximado es 0.6 psi/ft de profundidad; cuando la presión de fractura es sobrepasada, el proceso presentará problemas de canalización a través de las fracturas, haciendo que el barrido del bache inyectado no sea bueno; así el diseño del proceso y la elección de los fluidos desplazantes dependen de la presión de operación originada por la profundidad del yacimiento.

Otra modificación de los procesos MCM es que usan líquidos hidrocarburos, los cuales son ricos en etano y propano; en estos procesos, los componentes inyectados se condensan dentro de la fase aceite, enriqueciendo al aceite de

componentes ligeros; nuevamente, bajo las condiciones apropiadas, la composición de la fase aceite puede ser modificada por el fluido inyectado y generar la miscibilidad in-situ.

Los problemas con el proceso miscible son primordialmente los descritos para el proceso de MCM con CO₂; los fluidos miscibles generalmente tienen viscosidades pequeñas y por eso tienden a canalizarse, resultando en un bajo barrido volumétrico; las heterogeneidades del yacimiento amplifican este problema. Está comprobado que el desarrollo de métodos de control de movilidad es un trabajo difícil por desarrollar.

2.4.4. Procesos Térmicos.

Los procesos térmicos pueden ser subdivididos en: inyección de agua caliente, procesos con vapor y combustión in-situ. La inyección de agua caliente ha sido usada con moderación y con poco éxito; el vapor es usado de dos diferentes maneras: estimulación por inyección cíclica de vapor e inyección de vapor.

La **Fig. 2.5** muestra la estimulación por vapor, algunas veces llamada inyección cíclica de vapor (CSS) o simplemente "Huff & Puff"; este es un método en el cual se usa un pozo para inyectar vapor en la dirección de los pozos productores por un periodo de tiempo específico; después el pozo es cerrado por un cierto intervalo de tiempo, finalmente el pozo es abierto para ponerlo a producción hasta que los gastos disminuyan al punto en el que el procedimiento es repetido completamente; el efecto del vapor disminuirá gradualmente conforme se apliquen los ciclos y por lo general, a través de un pozo se inyectan bastantes ciclos.

La producción en la inyección cíclica es incrementada mediante una combinación de diferentes mecanismos, incluyendo: la reducción de la viscosidad, la vaporización y el barrido del aceite, así como la extracción de sus componentes ligeros; el efecto acumulado de estos mecanismos es mayor en aceites pesados, con altas viscosidades (bajos °API). Del mismo modo, la inyección de vapor tiende a ser usada para aceites viscosos.

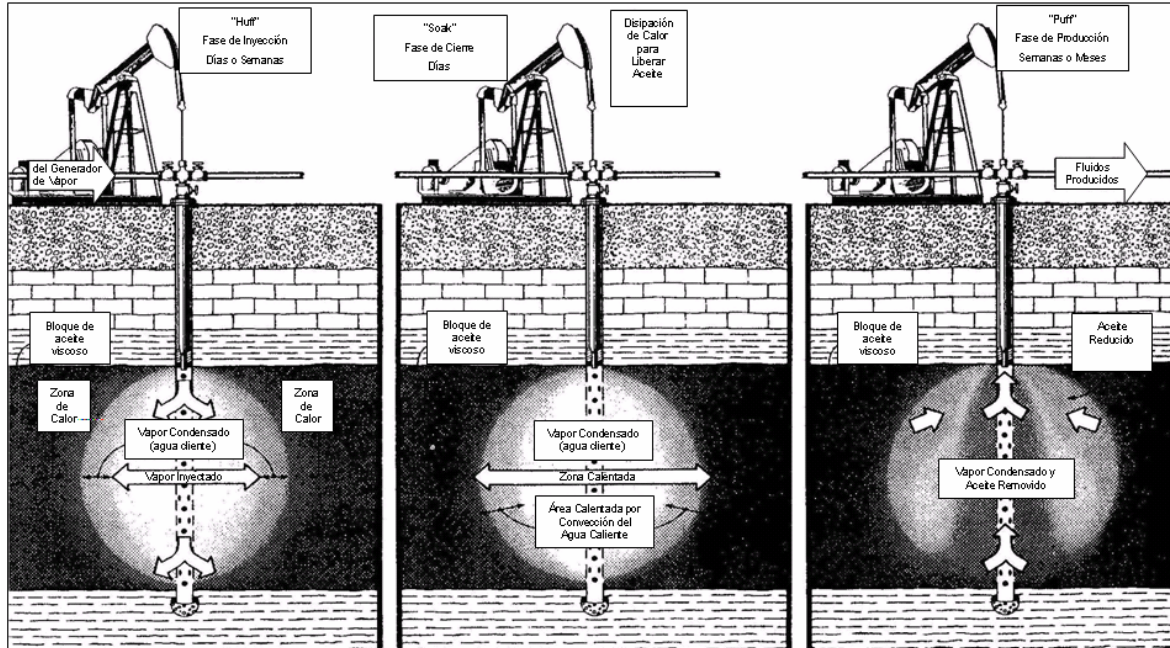


Fig. 2.5 Proceso de estimulación cíclica con vapor (DOE EUA).

El segundo método general donde se aplica la inyección de vapor es el proceso mostrado en la **Fig. 2.6**; en este método el vapor es inyectado y los fluidos son desplazados hacia los pozos productores que han sido diseñados con un arreglo definido.

Los mecanismos de recuperación en este método también son basados en: la reducción de la viscosidad, en el barrido del aceite, en la extracción de los componentes ligeros del aceite y en la conducción del vapor; puede darse la condensación del vapor por las pérdidas de energía a través del yacimiento, pero de cualquier modo el proceso consiste en una inyección de agua caliente en la región de condensación, seguida por el desplazamiento del vapor. El proceso se había aplicado principalmente a aceites con altas viscosidades, pero también es aplicable a aceites ligeros¹¹.

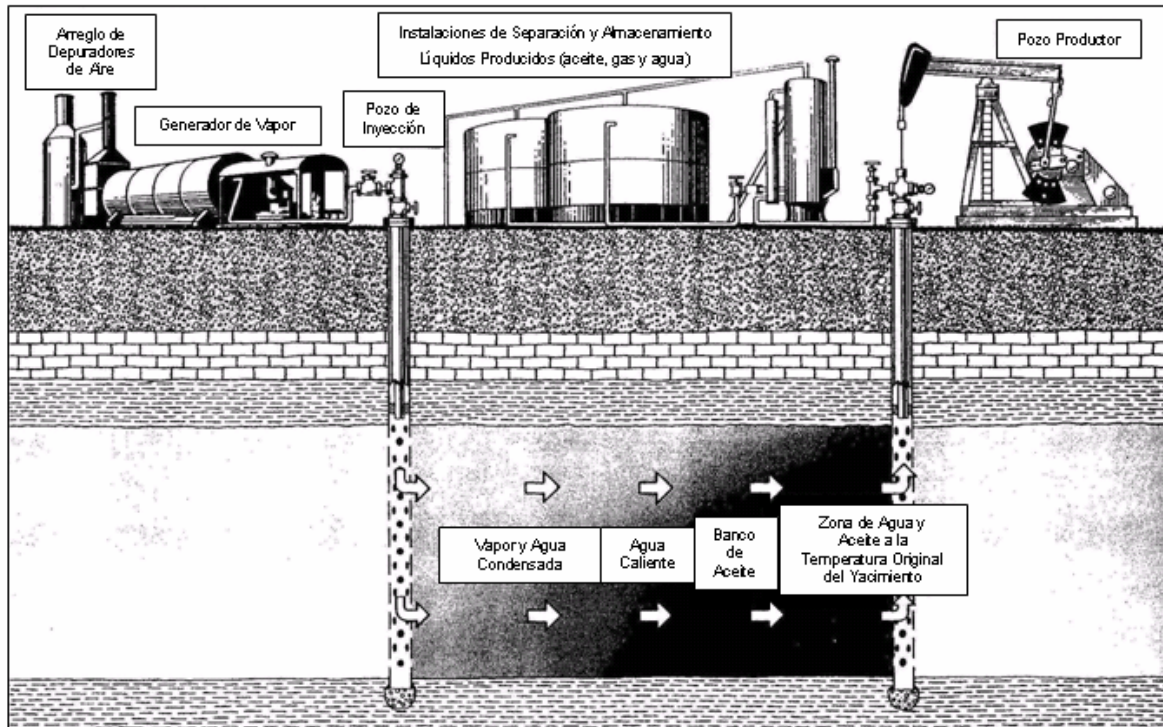


Fig. 2.6 Proceso de inyección de vapor (DOE EUA).

El problema más grande con el proceso de vapor es que su densidad es mucho menor que la del agua y la del aceite, por lo que tiende a ubicarse en la cima del yacimiento, dejando fuera del barrido gran parte del aceite; esto es compensado parcialmente por la conducción de calor que se presenta cuando el vapor hace contacto dentro del yacimiento. Aunque se condense sigue existiendo un intercambio de energía y la parte del yacimiento calentada puede ser un gran porcentaje del volumen total yacimiento, lo cual depende significativamente de la estructura del yacimiento.

El control de la movilidad es otro problema en el proceso de inyección de vapor, a causa de que la viscosidad del vapor es pequeña comparada con la viscosidad del agua y del aceite; otros aspectos involucrados en este proceso son: las pérdidas de calor, problemas con el equipo para operar a altas temperaturas, emisiones de contaminantes por la generación de energía o por la generación de vapor en la superficie, etc.

La combustión in-situ mostrada esquemáticamente en la **Fig. 2.7**, es otro proceso térmico, en el cual, la energía térmica es generada dentro del yacimiento por combustión, la cual puede ser iniciada mediante una resistencia eléctrica causando la ignición del gas, o también puede ser debida a la ignición espontánea; el oxígeno del aire, en una presentación enriquecida (30% O, 70% N), es comprimido en la superficie e inyectado continuamente (proceso seco) o frecuentemente con agua (proceso húmedo).

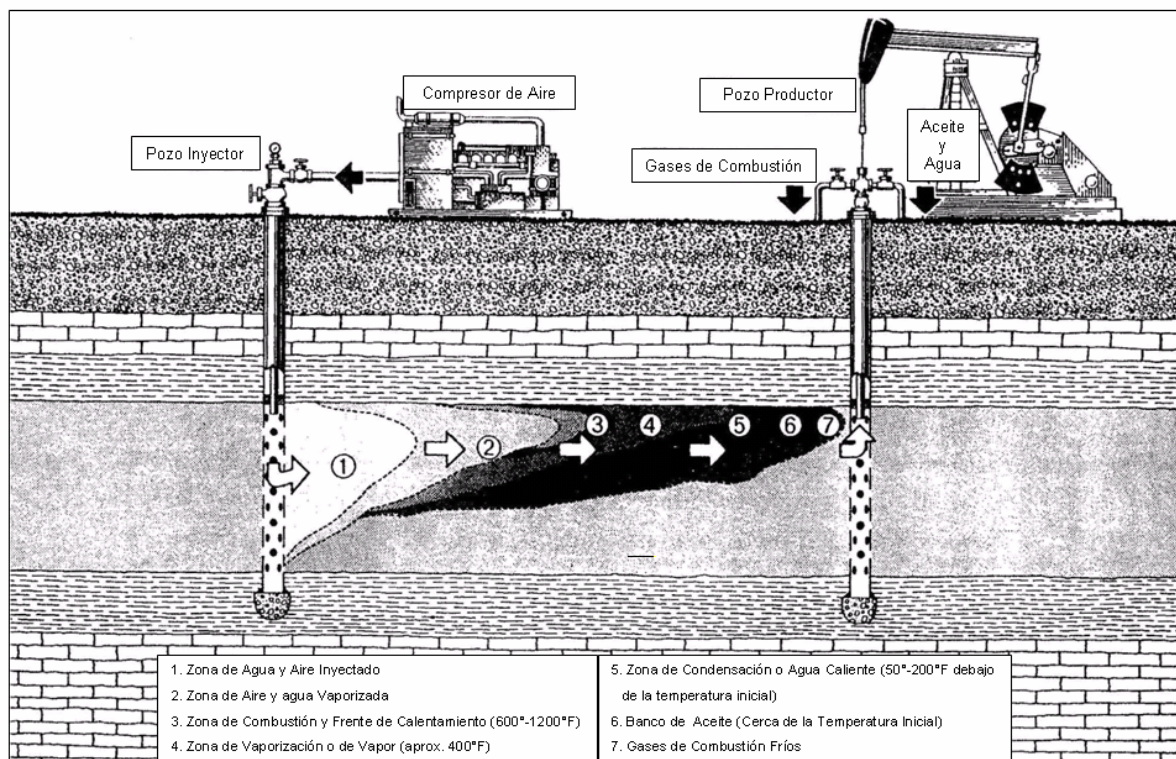


Fig. 2.7 Proceso de combustión in-situ (DOE EUA).

Dentro del calentamiento y combustión que ocurren, los componentes ligeros del aceite son vaporizados y movilizados hacia delante del frente de inyección; dependiendo de la temperatura máxima alcanzada, puede ocurrir el craqueo térmico ya que el aceite objetivo de este proceso es pesado y por ende tiene largas cadenas de HC's. Una parte del aceite es convertida en coque y es depositado sobre las rocas del yacimiento; este material sólido es aprovechado como combustible en el proceso.

Mientras la inyección de oxígeno sea continua, el frente de combustión se propagará de una manera lenta a través del yacimiento, desplazando vapor y líquidos junto con los componentes de la reacción delante del frente de inyección, hacia los pozos productores.

Los mecanismos de recuperación de este método incluyen: la reducción de la viscosidad por el calor, vaporización de los fluidos del yacimiento y craqueo térmico; los gases inyectados y el agua incrementan la energía cuando pasan a través de la zona de ignición y se mueven hacia el frente de combustión.

Delante del frente de combustión existe una película de vapor y una región de vapor condensado, en la cual la temperatura es casi constante, e igual a la temperatura de saturación del vapor correspondiente a la presión del yacimiento; en esta región existe esencialmente un flujo de agua caliente, de la misma manera que en el proceso de inyección de vapor, delante de la película de vapor la temperatura decrece hasta la temperatura original del yacimiento.

Existen variaciones de los procesos de combustión in-situ; en la combustión húmeda se inyecta solamente agua con aire, el agua aumenta efectivamente la energía en la zona de ignición detrás del frente de inyección. Esto también tiene efectos benéficos en el proceso de combustión y reduce la temperatura en la zona de combustión.

En otra variación no comúnmente aplicada, la combustión es llevada a cabo de una manera inversa; se inicia en los pozos productores, el oxígeno continua siendo inyectado en los pozos inyectoros, entonces la zona de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de fluidos.

El proceso de combustión in-situ desplaza efectivamente al aceite en las regiones donde exista contacto con el frente de combustión; se requiere de aproximadamente el 30% del aceite residual como combustible, porcentaje que puede variar dependiendo de la composición y saturación del aceite, las condiciones de combustión y las propiedades de la roca.

El problema más grande que se presenta en estos métodos es el control del movimiento del frente de combustión, dependiendo de las características del yacimiento y de la distribución de los fluidos dentro del yacimiento; el frente de

combustión puede moverse de una manera no uniforme a través del yacimiento, dando lugar a un reducido contacto volumétrico.

También si no son mantenidas las condiciones apropiadas en el frente de combustión, la reacción de combustión puede debilitarse o cesar por completo; si esto ocurriese, la efectividad del proceso estaría perdida. Finalmente, a causa de las altas temperaturas generadas, pueden ocurrir significantes problemas en el equipo de los pozos y en algunos casos, el control de las emisiones contaminantes puede ser una limitante.

2.5. Potencial de los Diferentes Procesos de EOR.

Un estudio publicado por la "Oil & Gas Journal"^{8,9} **Figs. 2.8, 2.9 y 2.10**, muestra la cantidad y el tipo de proyectos de EOR que se han aplicado en EUA, en el periodo comprendido desde 1980 hasta el 2006, así como el aceite que se ha producido mediante los diferentes proyectos de EOR, el cual asciende a 49,829 MMB a lo largo del periodo en estudio y es atribuido a los diferentes métodos de EOR, los cuales son clasificados en tres grandes grupos: térmicos, químicos y gases miscibles e inmiscibles.

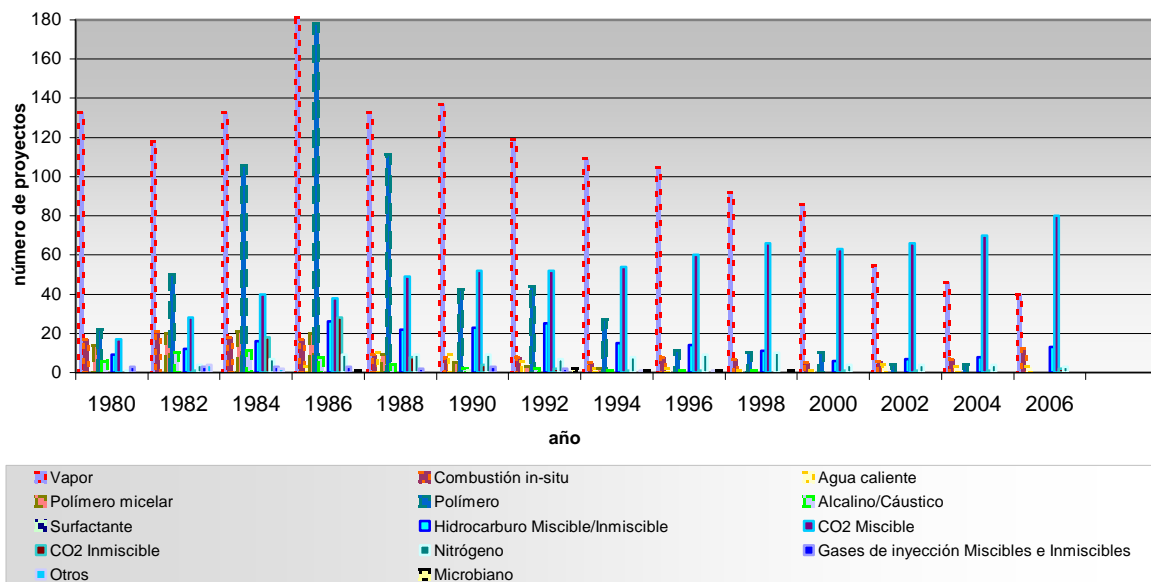


Fig. 2.8 Proyectos de EOR en EUA (1980-2006).

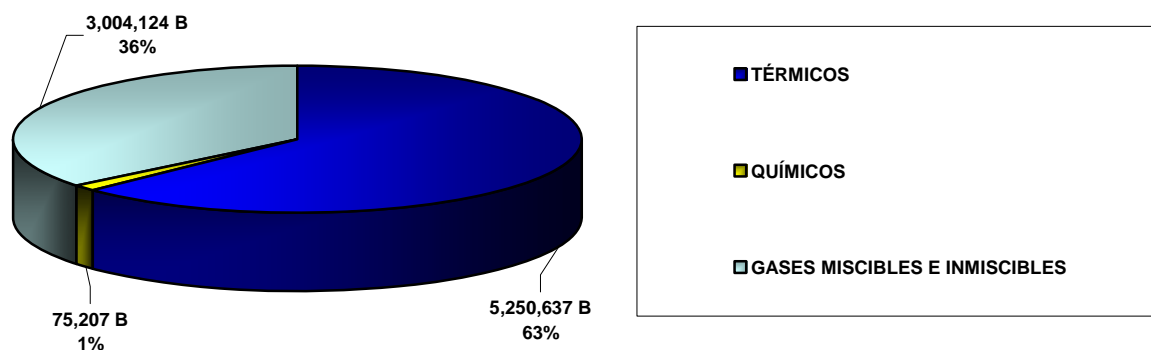


Fig. 2.9 Producción en EUA mediante proyectos de EOR (1980-2006).

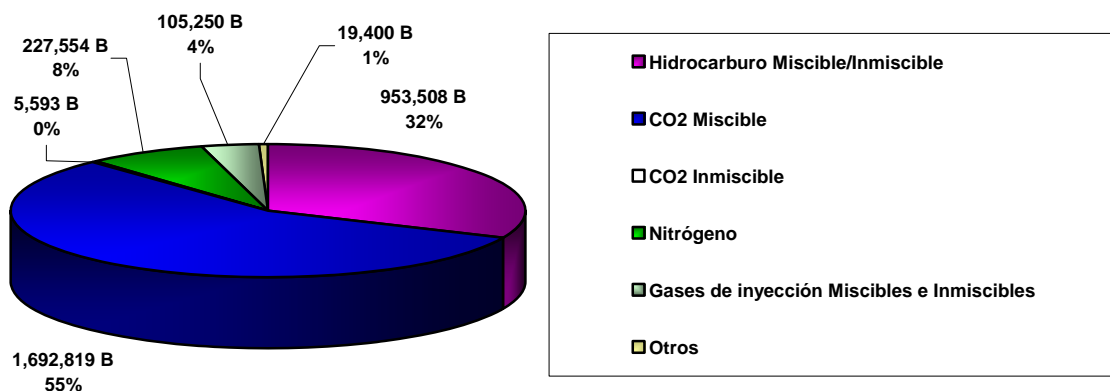


Fig. 2.10 Producción en EUA mediante inyección de gases (1980-2006).

El mayor impacto en cuestión de producción de hidrocarburos lo han mostrado los métodos térmicos, ya que hasta el final del periodo en estudio contribuyeron con el 63% de la producción total de los proyectos de EOR en ese país, **Fig. 2.9**; en los últimos años del periodo en estudio, su aplicación se ve reducida, debido a que otros métodos de EOR han demostrado ser más efectivos.

El método que muestra una creciente aplicación en ese país es la inyección de CO₂ miscible, debido al gran potencial que presenta el CO₂ en cuestión de recuperación y al alto precio actual del petróleo, lo que lo hace ser rentable.

2.6. Criterios de Selección de un Proceso de EOR.

Los estudios generalmente utilizados en EUA²⁻⁷ como criterios de selección técnica en la evaluación de los procesos, reflejan las estimaciones actuales en un rango de aceites y de propiedades de yacimientos, donde los diferentes procesos son aplicados; la **Tabla 2.1** muestra una parte reciente de estos criterios¹⁰.

Existen restricciones en la aplicación de estos procesos; por ejemplo, el proceso miscible de CO₂ se ve limitado para yacimientos con una profundidad suficiente tal que se obtenga una presión de miscibilidad apropiada y en general es utilizado en aceites con una alta viscosidad, debido a los problemas que se presentan respecto a las movilidades.

La inyección de vapor se ve limitada respecto a la profundidad del yacimiento, debido a las pérdidas de calor y a la obtención de la temperatura del vapor.

Los procesos de inyección de surfactantes son limitados generalmente debido a la salinidad y temperatura del yacimiento; también se ven limitados por la dificultad asociada al diseño de un sistema estable de polímero/surfactante.

Tabla 2.1 Resumen de los criterios de selección para los métodos de EOR¹⁰.

Método de EOR	Propiedades del Aceite			Características del Yacimiento					
	°API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de Aceite (% PV)	Tipo de Formación	Espesor Neto (ft)	Permeabilidad Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno (& Gases de inyección)	>35 <u>48</u>	<0.4 <u>0.2</u>	Alto % de C1-C7	<40 <u>75</u>	Arenas o Carbonatos	Delgado e Inclinado	N.C. ²	>6000	N.C.
Hidrocarburos	>23 <u>41</u>	<3 <u>0.5</u>	Alto % de C2-C7	<30 <u>80</u>	Arenas o Carbonatos	Delgado e Inclinado	N.C.	>4000	N.C.
Dióxido de Carbono	>22 <u>36</u>	<10 1.5	Alto % de C5-C12	<20 <u>55</u>	Arenas o Carbonatos	(Cualquier Rango)	N.C.	>2500	N.C.
Químicos									
Polímero /micelar	>20 <u>35</u>	<35 <u>13</u>	ligeros, intermedios.	<35 <u>53</u>	Arenas de Preferencia	N.C.	>10 <u>450</u>	<9000 <u>3250</u>	<200 <u>80</u>
Polímero /alcalino (ASP) e inyección alcalina			Algunos ácidos orgánicos para inyecciones alcalinas.						
Inyección polímero	>15 -< 40	<150, >10	N.C.	<70 <u>80</u>	Arenas de Preferencia	N.C.	>10; <u>800</u>	<9000	<200 <u>140</u>
Térmicos									
Combustión	>10 <u>16</u>	<1500 <u>1200</u>	Algunos componentes asfálticos	<50 <u>72</u>	Arenas altamente porosas	> 10	>50 ⁴	<11500 3500	>100 <u>135</u>
Vapor	>8 - <u>13.5</u>	<200000 <u>4700</u>	N.C.	<40 <u>66</u>	Arenas altamente porosas	> 20	>200 ⁵	<4500 <u>1500</u>	N.C.
1. Los valores subrayados re presentan un a aproximación significante o un promedio para los proyectos actuales. 2. N.C. = no es de mucha importancia. 3. > 5 md para algunos yacimientos de carbonatados. 4. Transmisibilidad > 20 md ft/cp. 5. Transmisibilidad > 50 md ft/cp.									

El criterio de selección mostrado en la **Tabla 2.1** es sólo una aproximación; en un caso específico, el éxito del diseño puede ser desarrollado excediendo el criterio publicado y así cada situación de un yacimiento potencial debe ser analizada individualmente, tomando en cuenta también que la tecnología evoluciona constantemente y las limitantes pueden ser superadas.

2.7. Referencias

1. Willhite. G. P.: *Waterflooding*, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1986).
2. "Oil Research Program Implementation Plan," U.S. DOE, Washington, DC (April 1990).
3. "Major Programs Elements for an Advanced Oil and Gas Recovery Research Initiative," program study summary report, Geoscience Inst. For Oil & Gas Recovery Research, U. of Texas, Austin (1989).
4. "Enhanced Oil Recovery," Natl. Petroleum Council, U.S. DOE, Washington, DC (1976) Library of Congress Catalog Card No. 76-62538.
5. "Enhanced Oil Recovery," Natl. Petroleum Council, U.S. DOE, Washington, DC (1984) Library of Congress Catalog Card No. 84-061296.
6. "Enhanced Oil Recovery Potential in the United States," Office of Technology Assessment, U.S. Congress, Washington, DC (1978) Library of Congress Catalog Card No. 77-600063.
7. "Research and Development in Enhanced Oil Recovery," Energy R&D Admin., Washington, DC (1976).
8. Mortis, G.: "CO₂ and HC Injection Lead EOR Production Increase," *Oil & Gas J.* (April, 2006).
9. Mortis, G.: "New Technology, Improved Economic Boost EOR Hopes," *Oil & Gas J.* (April, 2006).
10. Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.: "EOR Screening Criteria Revisited," paper SPE 35385 presented at the 1996 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, April 21-24.
11. Don W. Green, Willhite. G. P.: "Enhanced Oil Recovery," Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1998) Vol. 6 Cap. 1.

-
-
12. Rodríguez N.R.: *Apuntes de Mecánica de Fluidos*, Facultad de Ingeniería, UNAM.
 13. Chapel D.G., Mariz C.L.: "Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends," Originally presented at the Canadian Society of Chemical Engineers annual meeting October 4-6, 1999, Saskatoon, Saskatchewan, Canada.
 14. Jean-Louis Salager: "Recuperación Mejorada del Petróleo", Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Mérida-Venezuela (2005).
 15. Fernandes V.T., Neuma de Castro D.T., Dantas N.A., Oliveira de Araújo D.: "Síntese de Sulfonato de Petróleo Visando Aplicação na Recuperação de Óleo", 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Brasil.
 16. Jean-Louis Salager., Fernández A.: "Surfactantes Aniónicos", Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Mérida-Venezuela (2004).

3. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN A TRAVÉS DEL CO₂

3.1. Propiedades del CO₂.

El CO₂ es un gas incoloro y no combustible, aunque también puede encontrarse en fase líquida o en estado sólido, dependiendo a que condiciones de presión y temperatura se encuentre. Las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica (del latín *Humus*, *Humi*: tierra, suelo), la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas.

El CO₂ tiene un peso molecular de 44.01; a bajas temperaturas y presiones el CO₂ es sólido (hielo seco). El CO₂ sólido se evapora a -78.5°C (-110.7°F) a la presión de 1 atm. y es usado primordialmente como refrigerante; su comportamiento de fases es mostrado en la **Fig. 3.1** en un diagrama p-T; incrementando la presión, la fase líquida se presenta en primera instancia y coexiste con la fase sólida y la fase vapor en el punto triple, cuya temperatura es $T_{tr} = -56.6^\circ\text{C}$ (-70.9°F); la presión en el punto triple es $P_{tr} = 5.28$ atm. (77.6 psia).

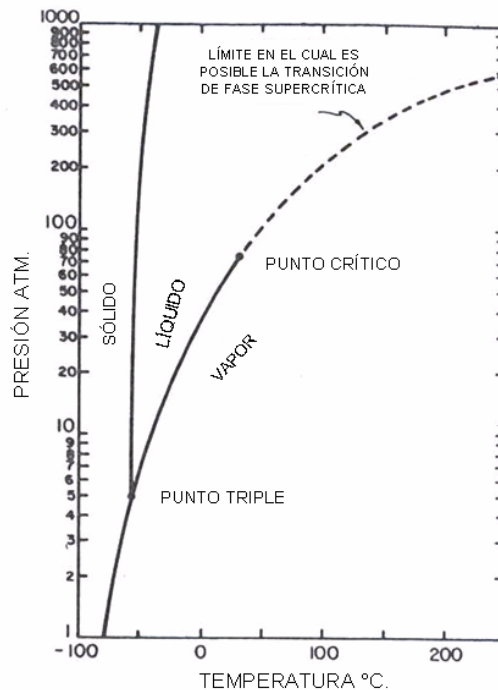


Fig. 3.1 Diagrama de fases p-T del CO₂^{1*}.

La fase líquida y la fase vapor del CO₂ coexisten en el punto crítico, donde la temperatura es $T_c = 30.7^\circ\text{C}$ (87.8°F) y la presión es $p_c = 73 \text{ atm.}$ (1073 psia); debajo de la temperatura crítica el CO₂ puede existir como líquido o como gas en una gran variedad de presiones; arriba de la temperatura crítica de 87.8°F existirá CO₂ puro como un gas, independientemente de la presión utilizada.

Las presiones supercríticas se encuentran después del punto crítico, a partir de ahí se presenta un comportamiento muy parecido al del líquido, por encima del punto crítico no se produce licuefacción al presurizar, ni gasificación al calentar; este rango de presiones es con el que se opera comúnmente al transportar CO₂¹; entonces se puede decir que existen cuatro diferentes fases del CO₂: sólido, líquido, gas y fase densa/supercrítica.

La densidad del CO₂ es: $\rho_s = 1.512 \text{ g/cm}^3$ (12.59 lb/gal) @ condiciones del punto triple, la del CO₂ líquido es: $\rho_l = 0.914 \text{ g/cm}^3$ @ 0°C (32°F) y 34.3 atm. (504.2 psia) y la del CO₂ como gas es: $\rho_g = 1.9768 \text{ g/L}$ (0.0164 lb/gal) @ 0°C y 1 atm. (14.7 psia); la densidad relativa del CO₂ (gas) es 1.529 (aire = 1) @ 0°C y 1 atm. ; en muchos casos la densidad relativa del aceite es parecida a la del CO₂ a condiciones de yacimiento, también la densidad del CO₂ a menudo será similar a la del aceite como lo muestra la **Fig. 3.2**; por ejemplo, a 120°F y 3000 psi , la densidad es de 0.8 g/cm^3 .

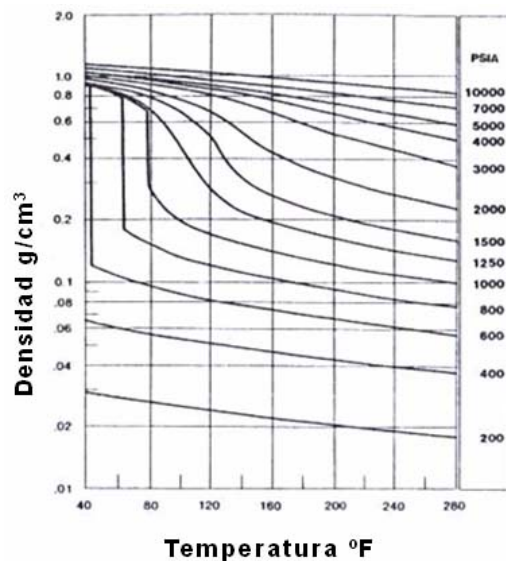


Fig. 3.2 Densidad del CO₂².

El factor de compresibilidad del CO₂ es mostrado en la **Fig. 3.3** y se encuentra a presiones y temperaturas de interés para la inyección miscible.

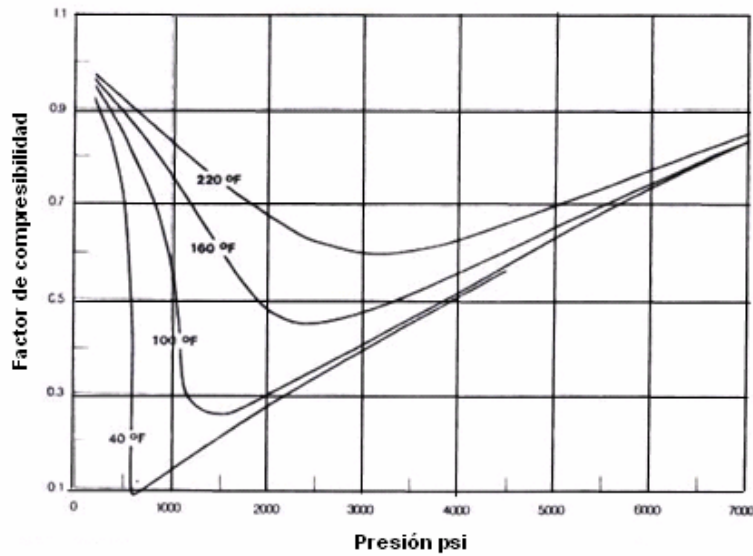


Fig. 3.3 Factor de compresibilidad del CO₂².

La viscosidad del CO₂ se muestra en la **Fig 3.4**, en un rango de presiones y temperaturas aplicables a la inyección miscible; comúnmente se encuentra en un rango que va de 0.05 cp a 0.1 cp.

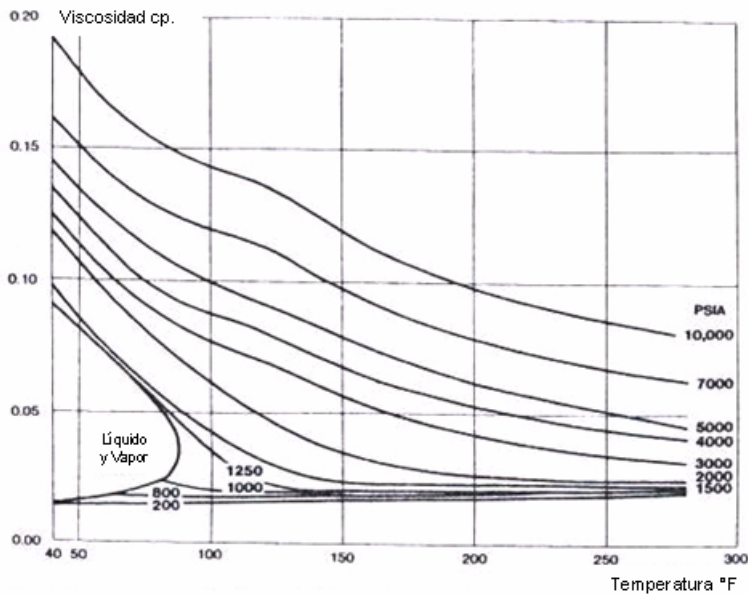


Fig. 3.4 Viscosidad del CO₂³.

La viscosidad del CO₂ es 0.335 cp a las condiciones críticas de presión y temperatura; el factor de compresibilidad crítico del CO₂ es 0.275, la capacidad calorífica del CO₂ líquido @ 300 psi es 0.5 Btu/lb-°F. El CO₂ es más soluble en aceite (de 2 a 10 veces más) que en agua.

En la **Fig. 3.5** puede apreciarse que la solubilidad del CO₂ se incrementa con la presión, pero decrece con el incremento de la temperatura; a medida que aumenta la salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

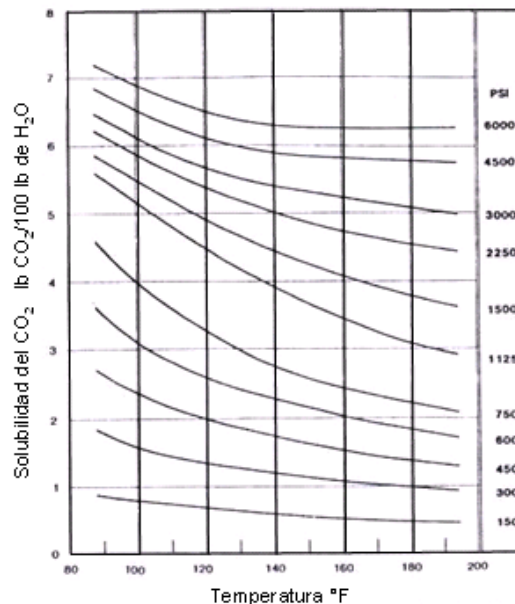


Fig. 3.5 Solubilidad del CO₂⁴.

3.1.1. Factores que Hacen al CO₂ un Agente de EOR.

El CO₂ es altamente soluble en aceite y un poco menos soluble en agua, lo cual genera que los siguientes factores contribuyan a la recuperación mejorada del aceite:

- Reducción de la viscosidad del aceite y aumento en la viscosidad del agua.
- Expansión del aceite y reducción en su densidad.
- Efecto de acidificación en las formaciones carbonatadas y en las arenas.
- Efectos de miscibilidad.

La viscosidad del aceite se ve reducida significativamente cuando se disuelve CO₂ en él, la **Fig. 3.6** muestra el trabajo de Simon y Graude⁵, el símbolo μ_o se

refiere a la viscosidad original, mientras que μ_m se refiere a la viscosidad en equilibrio de ese mismo aceite después de saturarlo con CO_2 ; esta reducción en la viscosidad del aceite y el incremento en la viscosidad del agua, reduce la relación de movilidades entre el agua y el aceite.

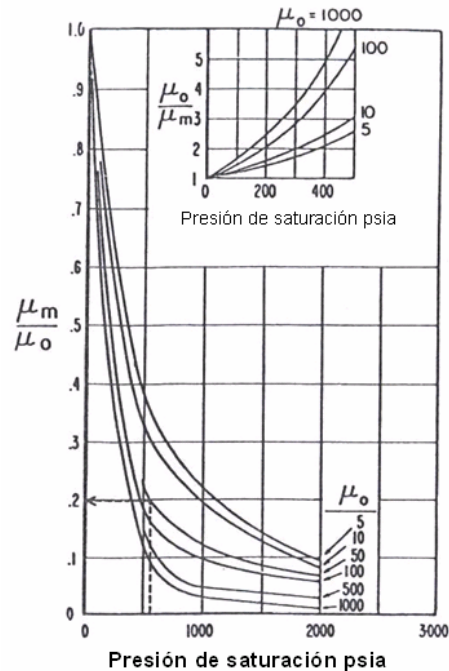


Fig. 3.6 Reducción de la viscosidad vs. presión de saturación⁵.

En la expansión del aceite, se presenta un aumento en el volumen de aceite del orden del 15% o más, como resultado del CO_2 disuelto en él; la **Fig. 3.7** muestra el factor de expansión del aceite como una función de la fracción molar de CO_2 disuelto (X_{CO_2}) y el peso molecular del aceite⁵.

El CO_2 en solución con agua forma ácido carbónico, que en su caso disuelve el calcio y los carbonatos de magnesio; esta acción incrementa la permeabilidad de las rocas carbonatadas, mejora la relación de movilidades aumentando la viscosidad del agua y en general el flujo de fluidos a través del yacimiento; el CO_2 tiene un efecto estabilizador en las arenas, reduciendo el pH y previniendo el taponamiento del medio poroso por pequeñas partículas de arcilla desprendidas de la formación por la expansión del aceite.

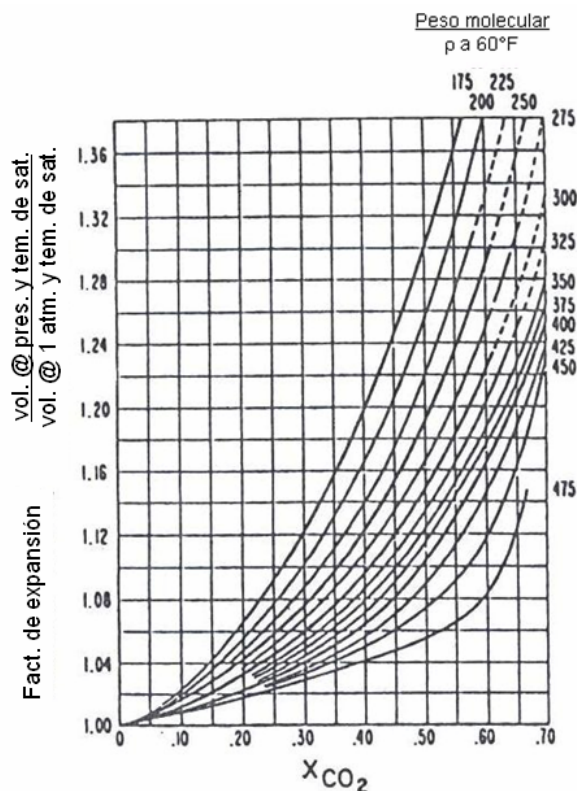


Fig. 3.7 Factor de expansión para aceites⁵.

Los efectos de miscibilidad del CO_2 se concretan en la llamada miscibilidad dinámica o el múltiple contacto miscible (MCM) del CO_2 ; la cual es generada como un mecanismo de vaporización del gas de inyección con los componentes ligeros y medianos del aceite; el CO_2 a una presión apropiada vaporiza o extrae los hidrocarburos pesados en un rango que va de C_5 a C_{30} del aceite y los concentra en el frente de desplazamiento donde la miscibilidad es lograda.

En una gráfica de la presión vs. el factor de recuperación, obtenida en base a pruebas de laboratorio **Fig. 3.8**, donde después de inyectarse un cierto volumen poroso (VP) de CO_2 a un gasto constante, la presión se ve aumentada proporcionalmente manteniendo un incremento constante respecto al volumen de aceite recuperado, en el punto donde la recuperación ya no aumenta, la inyección de ser inmisible pasa a ser miscible. Al punto donde se ve este cambio de pendientes se le llama presión de mínima miscibilidad (PMM), después de este punto la recuperación no se ve incrementada significativamente.

La PMM puede ser determinada experimentalmente utilizando un aparato con un tubo delgado o con una prueba de incremento de burbuja⁷; determinar esta presión es un factor clave para el éxito de una inyección miscible de CO₂. En la **Fig. 3.8** se observa que antes de la PMM la inyección se comporta inmisciblemente, cambiando a miscible después de este punto.

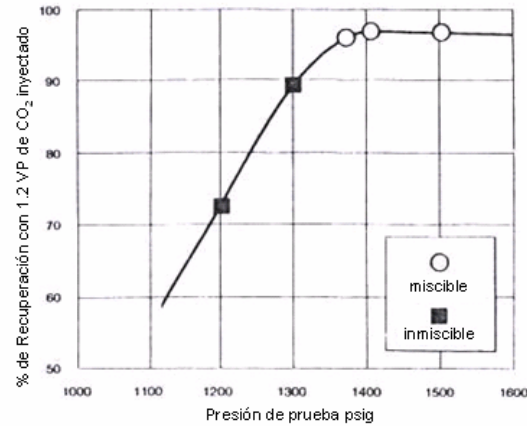


Fig. 3.8 Resultados de pruebas de miscibilidad⁶.

La PMM en un sistema aceite/CO₂ se puede calcular también utilizando correlaciones empíricas generadas a partir de datos experimentales o por el uso de ecuaciones de estado basadas en el conocimiento de la composición de los fluidos; la **Fig 3.9** es un ejemplo del desarrollo de una serie de curvas que dan la PMM en función de la presión, la temperatura y del peso molecular del aceite.

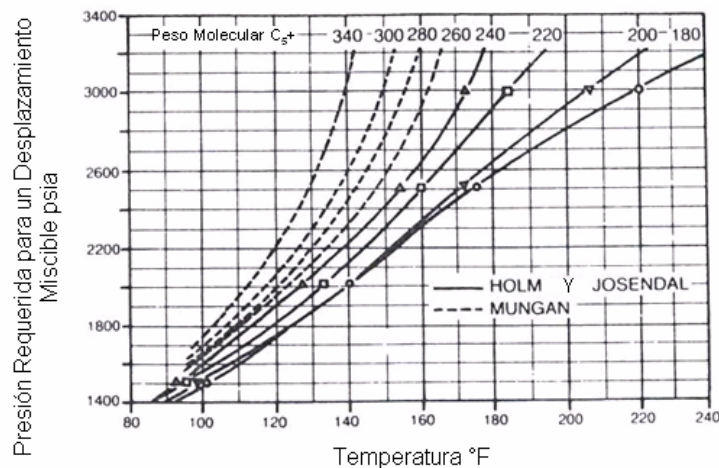


Fig. 3.9 Presión requerida para un desplazamiento miscible con CO₂^{8,9}.

En la **Fig. 3.10** es mostrada otra correlación, la cual no considera la composición del aceite ya que tiene un mínimo efecto, ésta es una correlación simple con una curva de PMM que está en función de la temperatura; las condiciones que muestra la gráfica son: si el punto de burbuja del aceite se presentó después de la PMM, entonces el punto de burbuja puede ser considerado como la PMM.

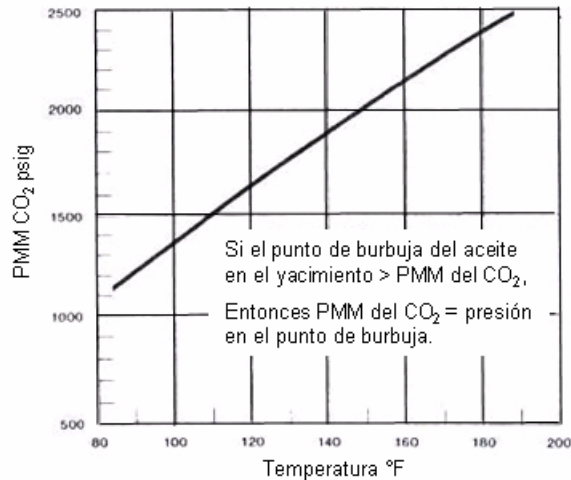


Fig. 3.10 Presión mínima de miscibilidad del CO₂⁶.

3.2. “WAG”.

La inyección alternada de agua y gas (WAG), **Fig. 3.11**, fue originalmente propuesta como un método para mejorar el barrido en una inyección de gas; el agua es utilizada principalmente como controlador de movilidad en el desplazamiento y para estabilizar el frente.

El proceso WAG ha sido utilizado para mejorar la recuperación de aceite, por el incremento en las eficiencias de barrido macroscópica y microscópica, debido a que la saturación de aceite residual en el proceso WAG es menor que la de los casos de inyección de agua o la inyección de gas ($S_{orWAG} < S_{orW}$ y S_{orG}); la inyección WAG combina el mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento en la inyección de gas con el mejoramiento en el barrido macroscópico de la inyección de agua; este método se compone de dos técnicas básicas de recuperación de aceite, por

un lado la inyección tradicional de agua y por el otro la inyección de gas; en general, si la relación de movilidades es < 1 , el desplazamiento WAG es favorable.

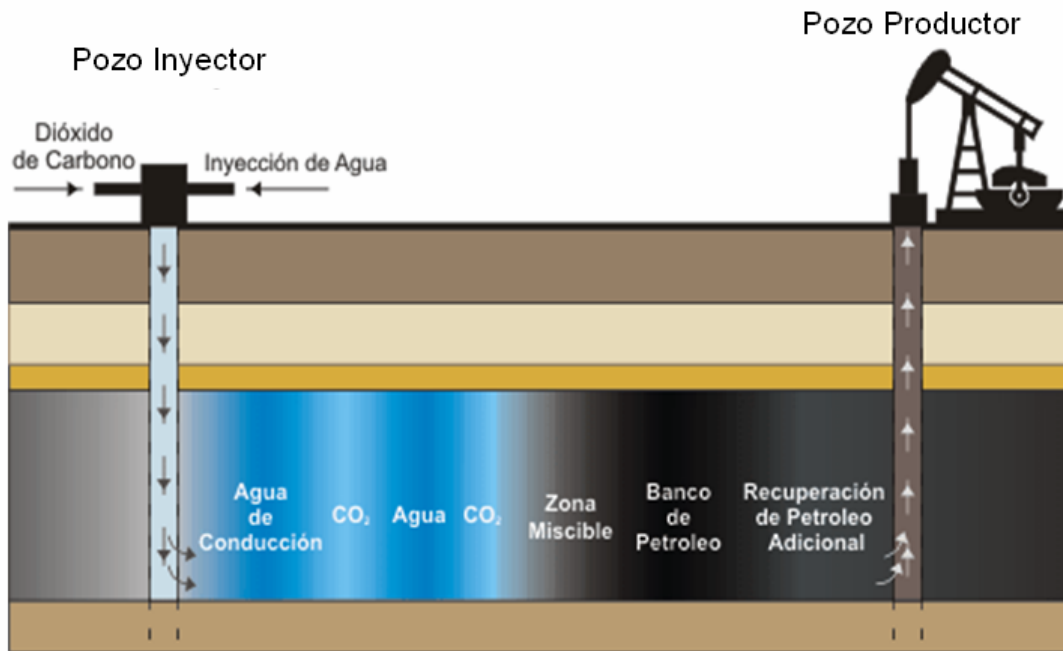


Fig. 3.11 Proceso WAG¹⁰.

La inyección WAG da lugar a un patrón complejo de saturaciones, debido a que las dos saturaciones (agua-gas) presentes aumentarán y disminuirán alternadamente, razón por la cual se debe de tener especial cuidado en la descripción de las permeabilidades relativas para las tres fases (agua-aceite-gas).

Un proceso en donde es inyectado un bache de gas seguido por un bache de agua, es por definición un proceso WAG; en la mayoría de los yacimientos donde se ha aplicado la inyección WAG, se ha tenido éxito (Canadá, EUA y la Ex URSS). La primera aplicación WAG fue realizada por Mobil en Alberta Canadá en 1957, otro trabajo importante respecto al proceso WAG fue reportado en 1958 por Caudle y Dyes¹¹.

La relación de inyección comúnmente utilizada en el proceso WAG, para cada uno de los baches, es de 0.5:4, en frecuencias que van de 0.1% hasta el 2% del VP¹²; esto generará que la saturación de agua aumente en los ciclos de agua y disminuya a la mitad del proceso mientras se inyecta el gas.

El mecanismo de desplazamiento del proceso WAG se presenta en un régimen trifásico, por lo que la naturaleza de los ciclos genera en el proceso una combinación de drene e imbibición; una condición ideal de desplazamiento del proceso WAG es que el agua y el gas tengan las mismas velocidades dentro del yacimiento.

Existen diferentes esquemas de aplicación de un proceso WAG; por ejemplo Unocal (Union Oil Company of California) patentó un proceso llamado “Hybrid-WAG”; Shell evolucionó un proceso similar llamado “DUWAG” (Denver Unit WAG); para clasificar estos procesos, se usa comúnmente una distinción entre el tipo de desplazamiento que presente el proceso, miscible o inmisible, aunque en muchas ocasiones es difícil determinar el tipo de desplazamiento que impera en el yacimiento.

Los gases utilizados en el proceso WAG, **Fig. 3.12**, se pueden dividir en tres grupos: CO₂, gases hidrocarburos y gases no hidrocarburos; antes del año 2000, el 47% de todos los campos en donde se aplicaba el proceso WAG usaron CO₂, debido al gran potencial de este compuesto¹³.

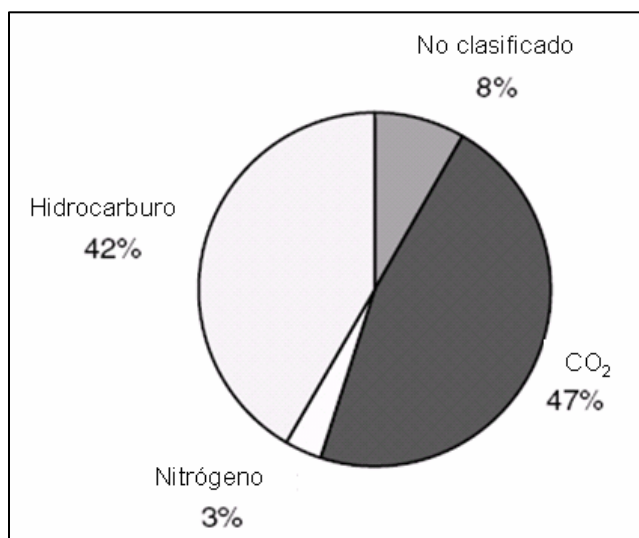


Fig. 3.12 Tipos de gas utilizados en el proceso WAG¹¹.

El método de recuperación WAG, utilizando CO₂, es económico ya que el volumen de CO₂ requerido es menor en comparación con la inyección tradicional

de CO₂; los baches de agua proveen una movilidad más favorable, generando así una mejor eficiencia de barrido y por ende una menor canalización por viscosidad y poca o casi nula segregación gravitacional.

Stern¹⁴ notó en su trabajo que a nivel de poro, el tratamiento WAG tuvo una baja recuperación, debido principalmente a la pequeña área de contacto entre el aceite y el CO₂; la recuperación se vio alterada también con respecto a la mojabilidad, ya que los núcleos con mojabilidad intermedia tenían aceite en las paredes de los poros y proveían una mayor área de contacto que en los núcleos mojados con agua.

Los programas WAG también pueden verse afectados por los problemas de una inyección de agua tradicional, lo que puede dar lugar a bajas recuperaciones; el CO₂ provoca un incremento en la permeabilidad relativa al aceite, cosa que no hace la inyección de agua por sí misma.

El objetivo principal en el proceso de inyección WAG es prevenir o evitar la segregación gravitacional y proporcionar zonas de flujo mayores.

Para un desplazamiento efectivo de aceite mediante la inyección WAG, la recirculación de agua y de gas debe ser minimizada; de este modo las eficiencias de la inyección de agua y la de gas son mejores en yacimientos productores con bajos cortes de agua y baja relación gas/aceite (RGA); la eficiencia de inyección del gas para una inyección WAG en Noruega varió de 228 sm³ (metros cúbicos estándar) a 1359 sm³ de aceite / Msm³ (miles de metros cúbicos estándar) de gas¹⁵, aunque en todos los proyectos tomados en cuenta, la recuperación incremental de aceite es más baja que el potencial estimado; esto es debido a los canales de alta permeabilidad presentes en yacimientos de Noruega, al tiempo de inyección (número de ciclos gas-agua) y a la relación diseñada en los baches de inyección WAG.

La inyección WAG es muy sensible a heterogeneidades y necesita una adecuada descripción del yacimiento por medio de la caracterización; del mismo modo, éste método requiere de una descripción especial de las permeabilidades relativas, ya que las saturaciones de gas y de agua aumentaran y disminuirán

alternadamente; nuevos modelos de presiones capilares, donde se tome en cuenta la histéresis y las permeabilidades relativas, serán requeridos.

Problemas operacionales y restricciones técnicas:

- La formación de hidratos y de asfaltenos puede provocar problemas de inyección.
- Corrosión de las tuberías.
- Irrupción temprana del gas.
- Pérdidas de gas o de agua.
- Presión, temperatura y composición de los fluidos de inyección y del aceite dentro del yacimiento.
- Diseño del arreglo de pozos inyectoros y productores.
- Técnicas de inyección.
- Espesor del yacimiento.
- Mojabilidades.
- Propiedades de los fluidos.
- Condiciones de miscibilidad.
- Tensiones interfaciales.
- Dispersión física.
- Geometría de flujo.
- Efectos de saturación.
- Anisotropía del yacimiento.

3.3. “SWAG”.

Si el gas de inyección es limitado o poco disponible, existe un método para remediar estos problemas llamado “Simultaneous Water-Gas Injection” (SWAG); Statoil ha implementado esta tecnología en el Mar del Norte¹⁵ con un mínimo de pozos y menos inversión (comparada con el proceso WAG) en equipo superficial, como compresores de gas y presiones de operación.

Utilizando SWAG Statoil ha reportado incrementos en el factor de recuperación del orden del 6% comparado con el esquema de la inyección de agua tradicional; utilizando SWAG los costos de operación pueden reducirse, ya que no se requieren grandes cambios como en el proceso WAG.

En el proceso SWAG se mezcla el gas en el agua a una presión suficiente para mantener un régimen de flujo burbuja (gas disperso en el agua) a través del pozo; el mayor reto en SWAG es mantener tales presiones (cerca de la presión de burbuja del agua), debido a que la presencia de agua y gas en la boca del pozo reduce la presión de fondo y por lo tanto la inyectividad. Así mismo, en tanto se hace una inyección SWAG, el gas probablemente se segregue rápidamente en el yacimiento, causando una irrupción temprana.

Herbert y Stone¹⁶ han usado un nuevo enfoque de la inyección SWAG; reportan que inyectando agua en un sitio ubicado en la parte superior de la formación y gas en una parte cercana al fondo de la formación, se puede mejorar el barrido vertical, tres veces más que en una inyección WAG.

El primer intento de inyección simultánea, según un reporte realizado por Humble Oil, fue aplicado al Campo Seelingson en 1962¹⁷. Los Campos Rangely Weber, Kuparuk y Joffre Viking, han puesto a prueba este proceso; considerando que en el Campo Seelingson se presentaron pérdidas por inyección, los reportes de los demás campos son optimistas.

Estos proyectos fueron considerados como pilotos y se aplicaron por diferentes razones: El proyecto en el Campo Joffre Viking¹⁸ fue realizado para comparar tres tipos de inyecciones: inyección WAG con CO₂, inyección continua de CO₂ y SWAG con CO₂; a través de esta comparación se llegó a la conclusión de que el método SWAG muestra una mejor recuperación. Esta prueba piloto fue realizada con una sarta dual de inyección (una para agua y otra para gas).

El objetivo del proyecto en el Campo Rangely Weber¹⁹ fue optimizar la inyección, ya que los pozos inyectoros fueron cambiados manualmente; la recuperación fue ligeramente mayor a 0.5% y la relación gas aceite (RGA) en los pozos productores fue más estable que en una inyección WAG normal. La

desventaja se presentó en el momento de monitorear el sistema de inyección, debido a su inestabilidad y a la corrosión causada por el ácido carbónico.

El objetivo del proyecto piloto en el Campo Río Kuparuk^{20,21} en Alaska, fue tener un solo sistema de inyección, en lugar de tener sistemas separados de inyección para agua y gas; la mezcla multifásica realizada en mezcladores estáticos que podrían dispersar gas en un sistema fluyente multifásico, se distribuiría a través de las líneas al yacimiento; la correlación de Beggs y Brill fue utilizada para analizar y predecir el comportamiento del flujo multifásico en la tubería, así como el comportamiento de la presión de rocío, determinado que no se presentaba resbalamiento del líquido.

Cuando se utiliza el CO₂ como desplazante en el proceso SWAG se presentan mejores resultados, en particular en yacimientos carbonatados debido a los gases ácidos disueltos en el agua, generando canales preferentes de flujo con alta permeabilidad; el agua carbonatada que se obtiene en este proceso es recomendada para yacimientos naturalmente fracturados con bajas permeabilidades.

Actualmente en la Universidad Heriot-Watt de Edimburgo se ha estado estudiando el proceso SWAG en rocas con mojabilidad natural.

Problemas operacionales y restricciones técnicas:

- Aumento en el monitoreo del sistema debido a la inestabilidad de las fases (segregación).
- La inyectividad probablemente se vea reducida debido a la presencia de dos fases y a los efectos que éstas causen respecto a las permeabilidades relativas en la vecindad del pozo, las cuales seguramente se verán más afectadas en fracturas y vórgulos.
- Posible formación de hidratos.
- Relación de agua y gas inyectado, espaciamiento de los pozos, descripción del yacimiento, distribución de las permeabilidades y el barrido del flujo.

3.4. “FAWAG”.

La tecnología FAWAG (Foam Assisted Water Alternating Gas) tiene el potencial de conectar entre sí determinadas zonas o canales permeables, mediante la generación de espuma en el yacimiento mientras éste se encuentra bajo la inyección WAG; el gas suele mezclarse con la fase que entre en contacto con él, pero la cantidad de aceite en contacto es limitada en los últimos ciclos. Con la espuma se logra que la viscosidad aparente de la fase gas se incremente, con lo cual se reduce la movilidad del gas en las zonas de alta permeabilidad, forzándolo a que entre en las zonas con menor permeabilidad, incrementando así la eficiencia de barrido del gas y por ende el factor de recuperación.

Así se ve remediada la temprana irrupción del gas gracias al control de su movilidad; también se incrementa el almacenamiento del mismo en el yacimiento, presentándose la transferencia de masa y haciendo más efectiva la eficiencia de barrido microscópica.

Desde 1994 las espumas se han aplicado de manera exitosa, principalmente en el control de la movilidad de los fluidos; para generar la espuma se debe utilizar un adecuado agente espumante (surfactante), ya que el proceso FAWAG implica la inyección alternada de gas y surfactante, debido a que la espuma contiene pequeñas cantidades de sulfonato de alfa oleofina, la cual es un sistema surfactante comercial (AOS α -oleofin-sulphonate); estos sulfonatos se distinguen por el número de carbonos en la cadena oleofina (cadenas de carbonos) y son obtenidos fácilmente de una unidad estándar de sulfatación.

La espuma se formará cuando la fase gas entre en contacto con la solución surfactante acuosa; también se puede formar en el yacimiento, cuando un bache de solución surfactante sea seguido por gas de inyección, o en el pozo cuando el gas y la solución surfactante se han inyectado simultáneamente.

El surfactante puede ser aplicado de diferentes maneras: alternando gas con surfactante y como una co-inyección de surfactante en una solución acuosa; la co-inyección es el método preferible, ya que operacionalmente es muy parecido al WAG.

Características principales de la espuma:

- Estructura molecular del surfactante.
- Concentración de surfactante.
- Calidad de la espuma (contenido de gas de la espuma @ c.y.).

Criterios de selección de espumas:

- Baja retención (adsorción y baja degradación microbiana).
- Concentración mínima de surfactante para la formación de la espuma.
- Reducción adecuada de movilidad.

Un buen tratamiento de producción para reducir la relación gas aceite (RGA), en comparación con el proceso WAG, fue realizado en 1996^{22,23}, en el bloque central de la Cuenca Snorre ubicada en Noruega; el tratamiento FAWAG fue iniciado en 1998^{22,23}.

Problemas operacionales y restricciones técnicas:

- La alta movilidad del gas puede dar lugar a una temprana irrupción en los pozos productores.
- Reducción de la RGA en comparación con el proceso WAG.
- La adsorción (0.5 mg/g roca), será el limitante en cuestión de extensión y propagación de la espuma, para un volumen de surfactante.
- La concentración micelar crítica de compuestos químicos es del orden de 0.01% por peso de espuma.
- Las principales fuentes que causan la pérdida de eficiencia de los surfactantes son: la adsorción, la irrupción de la fase aceite y la degradación microbiana; pero si la saturación de agua no se encuentra al menos entre el 15 y el 20%, la espuma se colapsará.
- La presión de fractura y la capacidad de inyección son factores importantes a considerar, debido a que la movilidad de la espuma es muy alta.
- La dimensión espacial del tratamiento debe ser estimada antes de la inyección de gas (cantidad de surfactante, nivel de adsorción y características del yacimiento).

3.5. “Huff and Puff”.

Otra alternativa de inyección de CO₂ es la estimulación cíclica de CO₂ o “Huff and Puff” CO₂ (**Fig. 3.13**). Este proceso depende más de la interacción de los fluidos dentro del yacimiento ya que implica un periodo de cierre, que del proceso de desplazamiento físico, como lo ha descrito Stern¹⁴. Los mecanismos de recuperación de la estimulación cíclica mediante CO₂ son: la expansión del aceite, la reducción de la viscosidad y cambios en las permeabilidades relativas, debido al desplazamiento del agua movable por el gas.

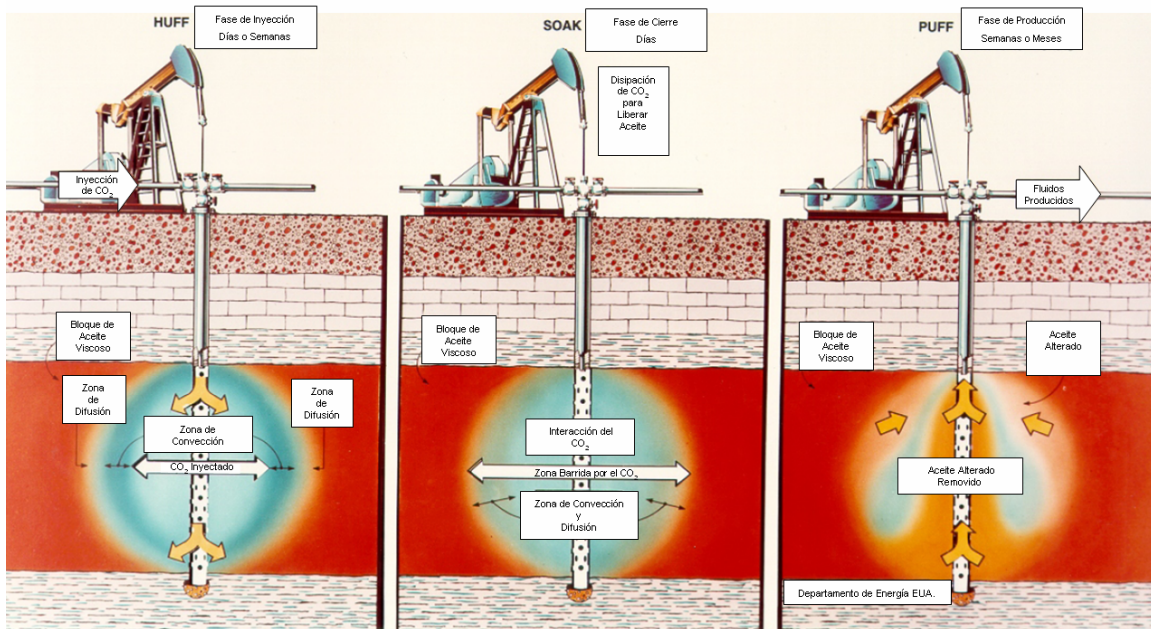


Fig. 3.13 Proceso “Huff and Puff”.

Cuando se da la miscibilidad del CO₂ debido al incremento de la presión en el yacimiento, puede ocurrir un mecanismo que consiste en la solución del gas de conducción. El proceso “Huff and Puff” mediante CO₂ se compone por: el periodo de inyección de gas, el periodo de cierre del pozo y la etapa de producción.

Mientras se desarrolla la etapa de inyección de gas, la cual se realiza de manera inmiscible y barriendo o no al aceite; es deseable que exista una saturación de agua móvil como un medio de prevenir el desplazamiento del aceite hacia el o los pozos productores.

El método utilizado para retardar la miscibilidad es inyectar CO₂ impuro (con N₂) a un gasto alto pero con una presión pequeña.

Al final de la etapa de inyección el CO₂ se dispersa a través del yacimiento, dando lugar a la transferencia de masa entre el CO₂ y el aceite; la presión del yacimiento al final del ciclo de inyección es significativamente alta en comparación con la presión al inicio, lo cual es de gran ayuda para lograr la miscibilidad, aunque por otra parte es deseable que no se presente sino hasta el final del proceso.

En el periodo de cierre la transferencia de masa entre el aceite y el CO₂ ocurre cuando la fase aceite se expande a hidrocarburos más ligeros o intermedios dentro del CO₂; el periodo de cierre es necesario para generar la miscibilidad debido a las condiciones de inyección.

La etapa de producción se presenta debido a la disminución de la viscosidad, a la expansión del aceite, a la baja tensión interfacial y al cambio de las permeabilidades relativas; la expansión del aceite ocurre a través de todas las regiones que entran en contacto con el flujo continuo, cambiando las permeabilidades, así como reduciendo la viscosidad y la tensión interfacial para que la migración del aceite hacia los pozos productores sea más sencilla.

Estos pasos son continuamente repetidos en un número óptimo de ciclos; en el proceso WAG o en el proceso de inyección continua de CO₂, algunas zonas no son completamente barridas debido a que no existe un contacto total entre el aceite y el CO₂ y a la canalización; estos problemas se pueden resolver mediante la inyección del CO₂ a bajas presiones y mezclado con gases menos miscibles, como el N₂, ya que la transferencia de masa se ve retardada hasta cerrar el pozo y dejar que interactúen los gases.

El método "Huff and Puff" es viable ya que ofrece una recuperación de aceite alta cuando no existe comunicación entre pozos adyacentes y cuando los métodos de inyección continua son imposibles de aplicar, por ejemplo si el yacimiento es anisotrópico.

3.6. “SAG”.

El método SAG (Soak-Alternating-Gas)²⁴ se ha conceptualizado en base a la combinación de la inyección continua de CO₂, a la estimulación cíclica “Huff and Puff” y a algunas técnicas de la inyección WAG, cuando las condiciones de inyectividad de agua son escasas y la movilidad es pequeña.

El objetivo de este método es optimizar el uso del CO₂, utilizando periodos de cierre dentro de una inyección continua para mantener la efectividad de la zona de transición del frente de inyección, maximizando la cantidad de aceite mediante la expansión y la movilización en el frente de inyección, así como causar la movilización del aceite de la parte trasera del frente de inyección, extendiendo el frente de inyección; esto creará un buen control de movilidad en el proceso de inyección de CO₂ sin la necesidad de implementar el proceso WAG; también reduce el trayecto necesario para alcanzar la miscibilidad e incrementa la transferencia de masa entre el CO₂ y el aceite.

En el proceso SAG el tamaño de la zona de transición del frente de inyección puede ser maximizado por periodos de cierre periódicos que incrementarán la transferencia de masa y por ende la difusión de CO₂ en el aceite sin la presencia de mecanismos de canalización por viscosidad, ya que tendrán mayor tiempo para disiparse en el periodo de cierre.

Algunos parámetros importantes dentro del método SAG son: el gasto de inyección del CO₂, el volumen de CO₂ inyectado y la duración del cierre; esto depende de las condiciones a las que se encuentre el yacimiento, pero cuando no se encuentra bajo las condiciones ideales o adecuadas para llevar a cabo la inyección continua de CO₂, se debe optimizar la recuperación mediante la utilización de un gasto mínimo.

El tiempo de residencia en una inyección continua de CO₂ ha sido definido por Ypma y Gardner²⁵ como el tiempo en el que una partícula de fluido tarda en alcanzar la convección a través de un núcleo; matemáticamente se expresa como la longitud del sistema entre el promedio de la velocidad intersticial del fluido.

Un concepto similar al del tiempo de residencia de la estimulación cíclica por CO₂ ha sido utilizado en términos de la magnitud del periodo de cierre, dentro del cual se debe tomar significativamente en cuenta el periodo de cierre y los ciclos involucrados en el proceso SAG, ya que en este proceso pueden existir varios ciclos de inyección/cierre.

La expresión general para determinar el tiempo de residencia **Ec. 3.1**, deberá tomar en cuenta las variaciones de los periodos de cierre y los gastos de inyección involucrados en el proceso.

$$t_{R_k} = \sum_{i=k}^n \frac{\bar{x}_i}{\bar{v}_i} + t_{S_i} \dots\dots\dots (3.1)$$

El término de la izquierda representa el tiempo de residencia del CO₂ en la región k que estará en contacto en los n ciclos del proceso SAG, ($k \leq n$); el primer termino de la derecha es el promedio de la distancia que viajará una partícula en cada una de las etapas de inyección i , entre el promedio de la velocidad intersticial de cada partícula; el segundo término de la derecha representa el tiempo de cierre transcurrido durante cada uno de los periodos de cierre i ; la variable k representa la región que está en contacto con el frente de inyección en cada uno de los ciclos de inyección k y/o la región atravesada por el CO₂, entre cada uno de los periodos de cierre ($k-1$) y k , n representa el número total de ciclos realizados.

3.7. Referencias

1. Van Pollen, H.K. and associates, *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery* (Tulsa, OK: PennWell, 1980), p. 133.
2. Sage, B.H. and Lacey, W.N., 1995. *Some Properties of the Lighter Hydrocarbons, Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide. Monograph on API Research Project 37*. API, Dallas, Texas.
3. Kenney, J.T. and Thodos, G., 1961. The transport properties of carbon dioxide. *AIChE J.*, 7(12): 625.
4. Dodds, W.S., Stutzman, L.F. and Sollami, B.J., 1956. Carbon Dioxide Solubility in Water. *I&EC Chem. Eng. Data Ser.*, 1.

-
-
5. Simon R., and D.J. Graue, "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO₂-Crude Oil System," *Journal of Petroleum Technology* (January 1965), pp. 102-106.
 6. Yelling, W.F. and Metcalfe, R.S., 1980. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. *J Pet. Technol.*, 32(1): 160-165.
 7. Schlumberger: Miscible Gas Injection Studies: Rising Bubble Apparatus Tests.
 8. Holm, L.W., and V. A. Josendal, "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide", *Journal of Petroleum Technology* (December 1974), p. 1427.
 9. Mungan, N., "Carbon Dioxide Flooding-Fundamentals," *Journal of Canadian Technology* (January-March 1981), pp.87-92.
 10. <http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion>.
 11. Christen J.R., Stenby E.H., Skauge A.: "Review of WAG Field Experience", SPE 71203, Inter. Petroleum Conference and Exhibition of México, (2001).
 12. Rogers J.D., Grigg R.B., "A Literature Analysis of WAG Injectivity Abnormalities in the CO₂ Process", SPE 59329, presented at the 2000 review SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium on held in Tulsa, OK, April 3-5, 2000.
 13. Nezhad S.A.T., Mojarad M.R.R., SPE, Paitakhti S.J., Moghadas J.S., and Farahmand D.R., Sahand U. of Technology: "Experimental Study on Applicability of Water-Alternating-CO₂ Injection in the Secondary and Tertiary Recovery", SPE 103988, First International Oil Conference and Exhibition in Cancun, México, (2006).
 14. Stern, D.: "Mechanism of Miscible Oil Recovery: Effects of Pore-Level Fluid Distribution", SPE 22652, presented at the 1991 SPE Annual fall Meeting, Dallas, October 6-9.
 15. Awan A.R., Teigland R., and Kleppe J., "EOR Survey in the North Sea", SPE 99546, presented at the 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, OK, April 22-26, 2006.

-
-
16. Hebert L. Stone, H.L. Stone, "A Simultaneous Water and Gas Flood Design with Extraordinary Vertical Sweep", SPE 91724, presented at the International Petroleum Conference; México, (Nov. 2004).
 17. Walker J.W. and Turner J.L.: "Performance of Seelingson Zone 20B-07 Enriched Gas Drive Project", JPT (April 1968), 369.
 18. Stephenson D.J., Graham A.G. and Luhning R.W.: "Mobility Control Experience in the Joffre Viking Miscible CO₂ Flood", SPE 23598 (Aug-93).
 19. Robie, D.R. Jr. Roedell, J.W., and Waokowaki, R.K.: "Field Trial of Simultaneous Injection of CO₂ and Water, Rangely Weber Sand Unit, Colorado," SPE 29521, presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, 2-4 April.
 20. Stoisits R.F., Krist G.J., T.D. Ma. J.A. Rugen, Kolpak M.M., Payne R.L.: "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field. Surface Line Impact", SPE 30645, presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas (Oct. 1995).
 21. T.D. Ma. J.A. Rugen, Stoisits R.F. and Youngren G.K.: "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field. Reservoir Impact", SPE 30726, presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas (Oct. 1995).
 22. T. Blaker *et al.*: "Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project", SINTEF Petroleum Research, SPE 56478, presented at the Annual Technical Conference and Exhibition. Huston Texas (Oct. 1999).
 23. A. Skauge *et al.*: "Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project", SINTEF Petroleum Research, SPE 78824, presented at the Annual Technical Conference and Exhibition. Huston Texas (Oct. 1999).
 24. Malcom D.M., Scott M. Frailey and Akanni S.L., "New Approach to Flood: Soak Alternating Gas", paper 70023, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas 15-16 May 2001.
 25. Garner, J.W. and Ypma, J.G.J.: "An Investigation of Phase-Behavior /Macroscopic Bypassing Interaction in CO₂ Flooding", paper SPE 10686 presented at the 1982 SPE/DOE EOR Symposium, Tulsa, April 4-7.

4. MÉTODO “HUFF AND PUFF”

4.1. Historia.

El proceso fue descubierto en 1958 por la compañía Shell Oil Company al Este del Lago Maracaibo en la Cuenca Mene Grande de Venezuela; mientras se realizaba una inyección convencional de vapor se dio la irrupción del mismo. Para controlar la presión del vapor en el yacimiento, el pozo fue cerrado; los resultados observados con esta acción fueron alentadores, razón por la cual se documentó el proceso llamándolo “Huff and Puff”.

El primer proyecto piloto de “Huff and Puff” fue realizado por Shell Oil Company en 1959 en la Cuenca Yorba Linda; en 1961, dado que el proyecto piloto resultó todo un éxito, se extendió el proceso a la Cuenca Coalinga. Para 1962 Belridge Oil Company empezaba a aplicar el cierre y el desplazamiento por vapor en el Sur de la Cuenca Belridge. En 1963 existían ya un total de 29 proyectos que implicaban la inyección de vapor. En 1964 el total de proyectos ascendía a 111, para finales de 1965 habían ya 284 proyectos en California de los cuales 267 fueron operaciones “Huff and Puff”.

A mediados de los años 60's en California EUA, la necesidad de revertir la tendencia de declinación en la producción de hidrocarburos, dio la pauta para la aplicación de un proceso que resolviera el problema; en esas épocas se encontraba en aumento la estimulación térmica del aceite pesado por medio del cierre o estimulación con vapor, método que resultó ser de gran ayuda, ya que se aplicó en 5300 pozos, recuperándose la cantidad de 110,000 B/D de aceite adicional.

La producción de California, para febrero de 1962, alcanzaba los 795,238 B/D y para junio de 1966, los 939,704 B/D; gracias a la estimulación por vapor se incrementó la producción en un 18.15%.

El vapor se había venido utilizando como una técnica que incrementaba la producción de aceites pesados, pero en 1977 un nuevo concepto de solvente se dio debido a la utilización del CO₂ en su fase supercrítica; fue así como se propuso la alternativa de usar CO₂ en lugar de vapor para la estimulación cíclica.

El incremento en las operaciones “Huff and Puff” con vapor en los años 60’s indica el gran potencial del proceso; el principio de operación del proceso “Huff and Puff” con vapor se vio en la necesidad de evolucionar debido a que se contaba ya con un nuevo solvente, el CO₂ en su fase supercrítica, elemento que ofrecía mayores beneficios en cuestión de recuperación de hidrocarburos.

El primer proyecto piloto de “Huff and Puff” con CO₂ aplicado en Trinidad y Tobago^{1*}, fue realizado en 1984 en el Campo Reserva del Bosque, ya que a solo 25 millas se encuentra la planta de amoniaco proveedora del elemento.

En 1986, en la Cuenca Bati Raman de Turquía², se aplicaba ya este método, debido a los resultados de investigaciones de laboratorio en procesos de EOR realizadas durante los años 70’s y 80’s; se tomó la decisión de aplicar el proceso “Huff and Puff”, ya que era el más apropiado debido a la disponibilidad del elemento y a su gran potencial. Otro campo turco al cual ha sido aplicado este proceso es Camurlu³.

4.2. Métodos.

El proceso “Huff and Puff” es aplicado generalmente a un pozo simple; consiste en la inyección de un volumen dado, en este caso de CO₂, después el pozo es cerrado un cierto periodo de tiempo, posteriormente el pozo es puesto a producción monitoreando su respuesta. Existen dos metodologías que proyectan el rendimiento del proceso “Huff and Puff” con CO₂: una fue propuesta por Haskin y Alston⁴ para aceites ligeros y otra por Patton y colaboradores⁵, para aceites pesados.

El método de Haskin y Alston se basa en experiencias aprendidas de 28 campos de Texas en yacimientos del Mioceno, los cuales en general no presentaron problemas mecánicos considerables; la densidad del aceite promedio que presentaron estos campos fue de 27°API. Los periodos de cierre utilizados fueron de 14 días en promedio, suficientes para recuperar la mayor cantidad de aceite remanente posible.

De estos 28 proyectos tomados en cuenta en el estudio, 9 no incrementaron su producción ya que habían presentado problemas operacionales anteriormente, 4

de un total de 18 no respondieron a la estimulación, el resto respondió exitosamente, arrojando producciones mayores a las que se habían registrado anteriormente.

En este estudio se toma en cuenta la producción antes de la inyección cíclica y después de ésta, para hacer comparaciones, discretizando el comportamiento dentro de 3 tipos: el primero en donde después de la estimulación la producción se mantiene con un gasto mayor al que se presentaba antes; el segundo donde la producción se mantiene al mismo nivel que antes de la estimulación y el tercero donde la producción se ve disminuida en comparación con la que se tenía antes de la estimulación.

Este método tiene la ventaja de basarse solamente en las propiedades de los fluidos, las cuales son generalmente conocidas o pueden ser obtenidas mediante correlaciones; la recuperación de aceite depende del volumen de aceite que es alterado por los mecanismos particulares de este método como son:

- La expansión del aceite debida a la difusión del CO₂ en él.
- El rompimiento de cadenas de hidrocarburos o liberación de los componentes ligeros del aceite.
- La reducción de la viscosidad.
- Efectos causados en las permeabilidades relativas.
- Incremento del contenido de gas disuelto.
- Estimulación de la formación.
- Mejoramiento del drene gravitacional.
- Reducción de la tensión interfacial.

Las pérdidas que presenta el CO₂ debidas a la disolución en agua congénita y a la creación de una saturación de gas libre, son incluidas en el método; también son utilizadas correlaciones pVT para determinar las propiedades del aceite, antes y después de la saturación con CO₂.

El método de Patton y su equipo utilizó un simulador para estudiar los efectos del yacimiento y los parámetros involucrados en el proceso de recuperación de aceite mediante la inyección cíclica de CO₂ o "Huff and Puff" con CO₂; su estudio se concentra en aceites pesados del tipo de California, con rangos de

viscosidades de 177-2800 cp. El trabajo realizado por ellos fue una regresión múltiple, con 200 puntos generados en base al estudio de simulación, dando como resultado la **Ec. 4.8** con la que se estima la eficiencia del método “Huff and Puff” con CO₂ (barriles de aceite/Mscf de CO₂ inyectado).

La **Ec. 4.8** asume que el aceite en estudio es un aceite muerto y que las propiedades utilizadas son correctamente calculadas mediante estudios de laboratorio (correlaciones) y que el CO₂ es inmisible en el aceite.

En cuanto al modelo de simulación, se trata de un modelo radial para un aceite negro con 20 celdas. El modelo simula numéricamente el flujo multifásico (2 o 3 fases) transitorio en yacimientos de aceite o de gas y condensado.

4.3. Fórmulas.

Método de Haskin y Alston:

$$N_p = V_{ao} f_{ap}, \dots\dots\dots (4.1)$$

donde:

$$V_{ao} = \left(\frac{V_{iCO_2}}{R_{sCO_2}} \right) \left(\frac{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}}}{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}} + \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_w R_{sw}}{B_w}} \right) \dots\dots\dots (4.2)$$

$$S_g = (S_{oi} - S_{orw})(0.5) \dots\dots\dots (4.3)$$

$$f_{ap} = \frac{\frac{S_{orw}}{B_o} - \frac{S_{orCO_2}}{B_{oCO_2}}}{\frac{S_{orw}}{B_o}} \dots\dots\dots (4.4)$$

$$S_{orw} = 0.496 + 0.112 \log(\mu_o + 10) - 0.102 \log k \dots\dots\dots (4.5)$$

$$S_{orCO_2} = 0.496 + 0.112 \log(\mu_{oCO_2} + 10) - 0.102 \log k \dots\dots\dots (4.6)$$

$$B_g = 3.316 \times 10^{-4} / \rho_{CO_2}, \dots\dots\dots (4.7)$$

además:

N_p = Recuperación de aceite (STB).

f_{ap} = Fracción del aceite alterado producido.

V_{ao} = Volumen del aceite alterado (STB).

V_{iCO_2} = Volumen de CO₂ inyectado (scf).

B_w = Factor de volumen del agua (RB/STB).

B_{oCO_2} = Factor de volumen del aceite saturado con CO₂ (RB/STB).

B_g = Factor de volumen del gas (RB/STB).

R_{sCO_2} = Solubilidad del CO₂ en el aceite del yacimiento (scf/STB).

R_{sw} = Solubilidad del CO₂ en el agua de formación (scf/STB).

S_{orw} = Saturación residual del aceite después de la inyección de agua (RB/RB).

S_w = Saturación del agua (RB/RB).

S_g = Saturación del gas (CO₂) (RB/RB).

S_{oi} = Saturación inicial de aceite (RB/RB).

S_{orCO_2} = Saturación residual del aceite saturado con CO₂ (RB/RB).

ρ_{co_2} = Densidad del CO₂, (g/cm³).

μ_o = Viscosidad del aceite (cp).

μ_{oCO_2} = Viscosidad del aceite saturado con CO₂ @ c.y. (cp).

k = Permeabilidad (mD).

Método de Patton:

$$E = 0.33 - 0.035n_c - 4.5 \times 10^{-5} \mu_o + 1.6 \times 10^{-4} p_t + 1.3 \times 10^{-9} p_t^2 + 4.3 \times 10^{-5} k - 0.013S_{oi} - 0.69V_c \dots\dots\dots(4.8)$$

donde:

E = Eficiencia de procesos "Huff and Puff" (STB oil/Mscf CO₂).

n_c = Número de ciclos.

μ_o = Viscosidad del aceite (cp).

p_t = Presión de trabajo o actual (psia).

k = Permeabilidad (mD).

S_{oi} = Saturación inicial de aceite (RB/RB).

V_c = Volumen de CO₂ por cada ciclo por pie (MMscf/ft).

4.4. Ventajas y Desventajas.

La clave del éxito de cualquier método de EOR es identificar todos los posibles escenarios que pudiesen presentarse desde el diseño hasta la operación; algunos parámetros de consideración en el diseño de este proceso en especial son: la profundidad de la zona de interés, el tiempo de cierre calculado para un intervalo particular, así como las propiedades geológicas, petrofísicas y de los fluidos implicados.

Por ejemplo: el método actúa favorablemente en espesores netos grandes y continuos, con saturaciones de aceite remanente altas; los mejores candidatos son los yacimientos que tienen bajas permeabilidades, con pozos que presentan bajas presiones de fondo fluyendo, ya que son los que arrojan mejores resultados; el comportamiento de este método se puede ver favorecido por el drene gravitacional ocasionalmente, sólo bajo ciertas condiciones del yacimiento. Las operaciones de "Huff and Puff" con CO₂ son en esencia realizadas en la vecindad del pozo y en algunas ocasiones, el método se podría clasificar como una técnica de estimulación, ya que logra incrementar la recuperación de aceite mediante la disminución del daño a la formación (-S).

Los proyectos exitosos han sido realizados en aceites con densidades que van desde los 11 hasta los 38°API, con viscosidades de 0.5 - 3000 cp, porosidades de 11 - 32%, a profundidades de 345 - 3900 m y con espesores netos de 2 - 67 m, que presentan permeabilidades que están en el rango 10 - 2500 mD.

Aun no se han reportado correlaciones que consideren las relaciones existentes entre la recuperación de aceite y el espesor neto del yacimiento, las permeabilidades, la capacidad hidráulica y las transmiscibilidades.

Ya en la puesta en marcha del proceso, los factores favorables operacionalmente hablando, según la literatura son: intervalos de cierre de dos a

cuatro semanas en promedio, con grandes volúmenes y gastos de inyección para yacimientos profundos y con tres ciclos como máximo.

En operaciones exitosas de acuerdo a la literatura, se han utilizado cantidades de CO₂ que van desde los 0.3 Mscf/B hasta los 10 Mscf/B para aceites ligeros y de 5Mscf/B hasta 22Mscf/B para algunos yacimientos de aceite pesado; contabilizando por lo menos cuatro ciclos, se utilizan en promedio 52Mscf/B, de los cuales el 70% se produce en la superficie, ya sea que se recicle o se libere a la atmósfera; otro factor de vital importancia en la aplicación del método es la disponibilidad del CO₂ y los costos de la infraestructura necesaria para aplicar este método (líneas de transporte de CO₂, compresores, etc.), las condiciones del yacimiento en la vecindad del pozo y el precio del aceite.

Los principales factores para determinar los ingresos debidos a este método son: la relación que guardan entre si la estimulación debida al CO₂ y la recuperación de aceite, parámetros que están íntimamente ligados con la cantidad de CO₂ inyectado por espesor neto del yacimiento.

4.5. Referencias

1. Mohammed-Singh L., Singhal A.K., and Sim S.: "Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations," paper SPE 100044, prepared for the 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 22–26 April.
2. Issever, K., Pamir, N. and Tirek, A.: "Performance of a Heavy Oil Field Under CO₂ injection, Bati Raman, Turkey", paper SPE 20883 presented at the 1990 Europec, The Hague, 22-24 October.
3. Gondiken, S., "Camurlu Field Immiscible CO₂ Huff and Puff CO₂ Huff and Puff Pilot Project", paper SPE 15749 presented at the 5th Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, 7-10 March, 1987.
4. Haskin, H.K. and Alston, R.B.: "An Evaluation of CO₂ Huff and Puff Test in Texas", *JPT* (Feb. 1989), 177-184.
5. Patton, J.T., Coats, K.H., and Spence, K.: "Carbon Dioxide Well Stimulation: Part 1 – A Parametric Study," *JPT* (Aug. 1982) 1798-1804.

5. APLICACIONES

Por medio del método matemático de Haskin y Alston se logra estimar el incremento de aceite en un pozo representativo del Campo Angostura, a través del método “Huff and Puff” con CO₂, el cual se localiza a 64 km al SW del Puerto de Veracruz, **Fig. 5.1**; tiene una reserva probada de 32 MMB y una reserva remanente de 3 MMB.



Fig. 5.1 Campo Angostura^{1*}.

- Área promedio: 14 km².
- Tipo de Trampa: Combinada (Estructural-Estratigráfica).
- Tipo de Yacimiento: Aceite Negro (10 yacimientos).
- Formación Productora: Cretácico Superior (Brechas de Méndez y San Felipe).
- Litología: Brechas calcáreas.
- Espesor Neto: 4 -15 (m).
- Porosidad: 8 -14 % (doble porosidad).
- Saturación de agua (S_w): 20-29 %.

- Profundidad promedio: 1650 (m).

Tabla 5.1 Propiedades del pozo Angostura.

PROPIEDADES	
Temperatura (°F)	150.8
Presión (psi)	2175
k (mD)	200
S_{oi}	0.75
°API	12
μ_o (cp)	564.82
B_o (RB/STB)	1.049
RGA (scf/STB)	168
V_{iCO_2} (scf)	5×10^6

5.1. Estimación de Propiedades.

5.1.1. Solubilidad del CO₂ y Factor de Volumen de Barrido.

Nota: Debido a que la presión actual se sale del rango de la gráfica con la que se obtiene la solubilidad del CO₂ (R_{sCO_2}) y el Factor de volumen de barrido (F_{sv}) se considerará el valor de 2000 psi como valor máximo o de trabajo.

La R_{sCO_2} y el F_{sv} son determinados mediante la **Fig. 5.2**, donde a partir de la temperatura, la presión y los °API, son determinados estos parámetros, resultando que la $R_{sCO_2} = 550$ (scf/BI) y el $F_{sv} = 1.19$; este nomograma fue construido por Simon y Graude² para aceites de la costa del Golfo ubicados en el Mioceno.

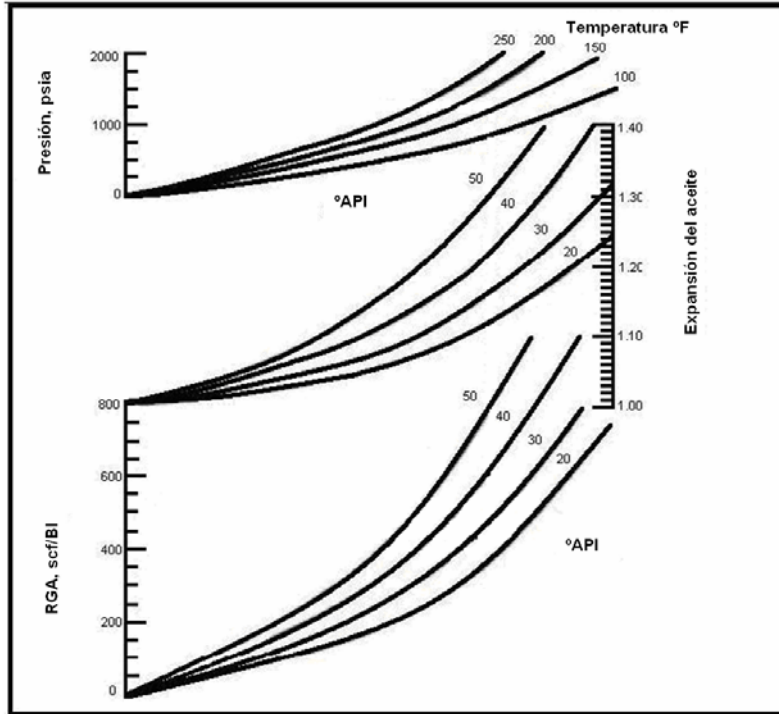


Fig. 5.2 Efecto de la solubilidad del CO₂ en el aceite muerto.

5.1.2. Factor de expansión térmica.

El factor de expansión térmica (F_{te}) es calculado con la **Ec. 5.1**, la cual es basada en el estudio de Standing³.

$$F_{te} = \frac{\rho @ P_y T @ c.s.}{\rho @ p_y T @ c.y.} \dots\dots\dots (5.1)$$

Para el cálculo de estas densidades es necesario apoyarse en correlaciones, de donde se obtiene la densidad en base a la presión y a la temperatura; la **Fig. 5.3** muestra una correlación para la corrección de la densidad en base a la presión, utilizando la densidad @ c.s.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5 \dots\dots\dots (5.2)$$

despejando ρ y sustituyendo se obtiene la densidad

$$\rho = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \dots\dots\dots (5.3)$$

$$\rho = \frac{141.5}{12 + 131.5} = 0.986 \text{ (g/cm}^3\text{)} \dots \dots \dots (5.4)$$

Para que las unidades de densidad sean consistentes, es necesario convertirlas del sistema internacional al sistema inglés, por medio del factor de conversión apropiado, en este caso es 62.44; de este modo la densidad queda de la siguiente manera:

$$\rho = 0.986 \times 62.44 = 61.57 \text{ (lb/ft}^3\text{)} \dots \dots \dots (5.5)$$

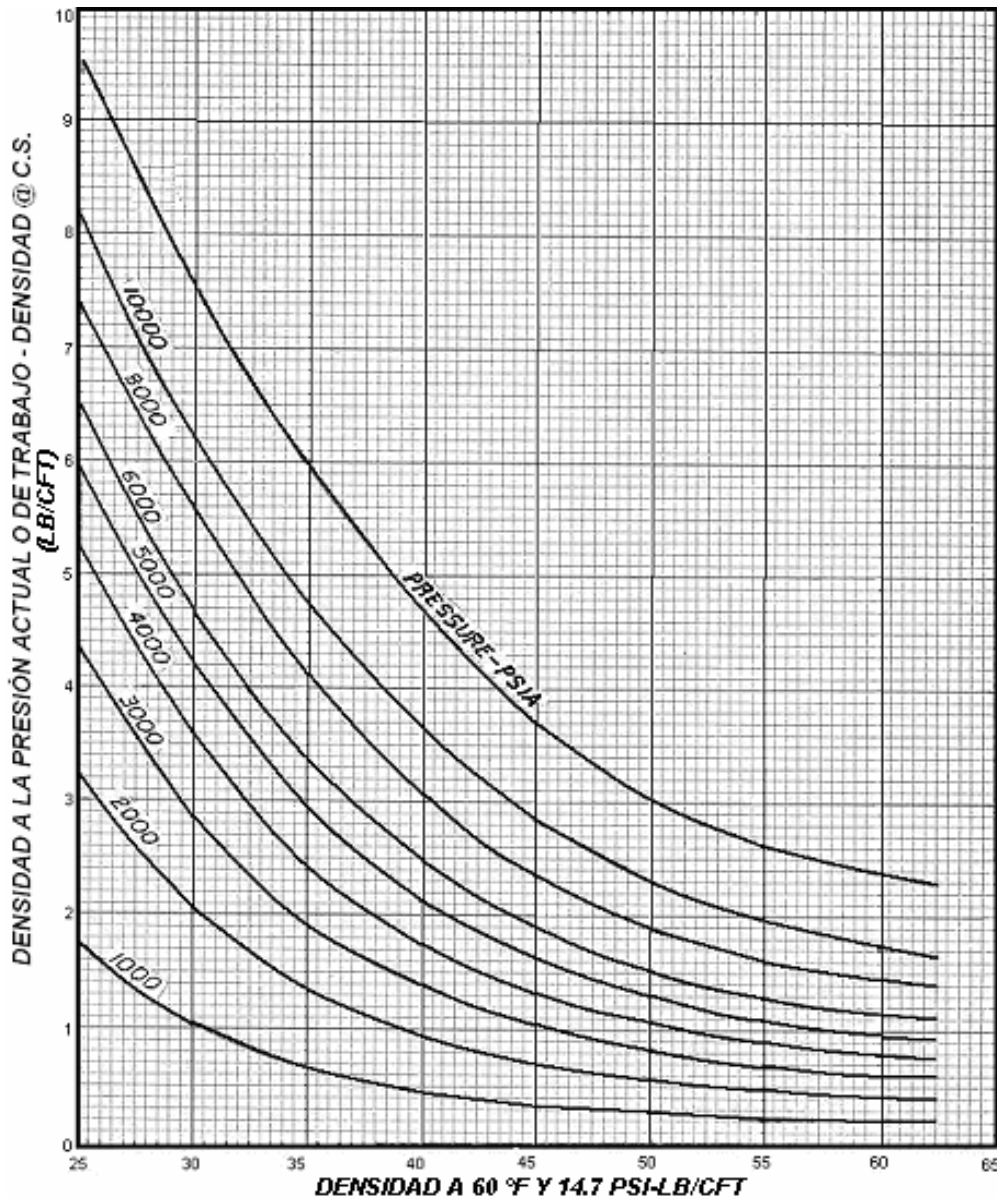


Fig. 5.3 Corrección de la densidad por compresibilidad de líquidos.

De la **Fig. 5.3** se obtiene un factor de 0.4 (lb/ft³), el cual se determinó a las condiciones de 2000 psi y 60°F; este factor es sumado a la densidad del aceite calculada en la **Ec. 5.5** para fines de corrección, obteniendo:

$$\rho = 61.97 \text{ (lb/ft}^3\text{)} \dots\dots\dots (5.6)$$

Apoyándonos en la **Fig. 5.4** se obtiene la corrección de la densidad para la temperatura en estudio (150°F), utilizando la densidad de trabajo (**Ec. (5.6)**); da como resultado un valor de 1.7 (lb/ft³); ahora el valor de la densidad a las condiciones de 2000 psi y 150.8 °F se determina mediante:

$$\rho = 61.97 - 1.7 = 60.27 \text{ (lb/ft}^3\text{)} \dots\dots\dots (5.7)$$

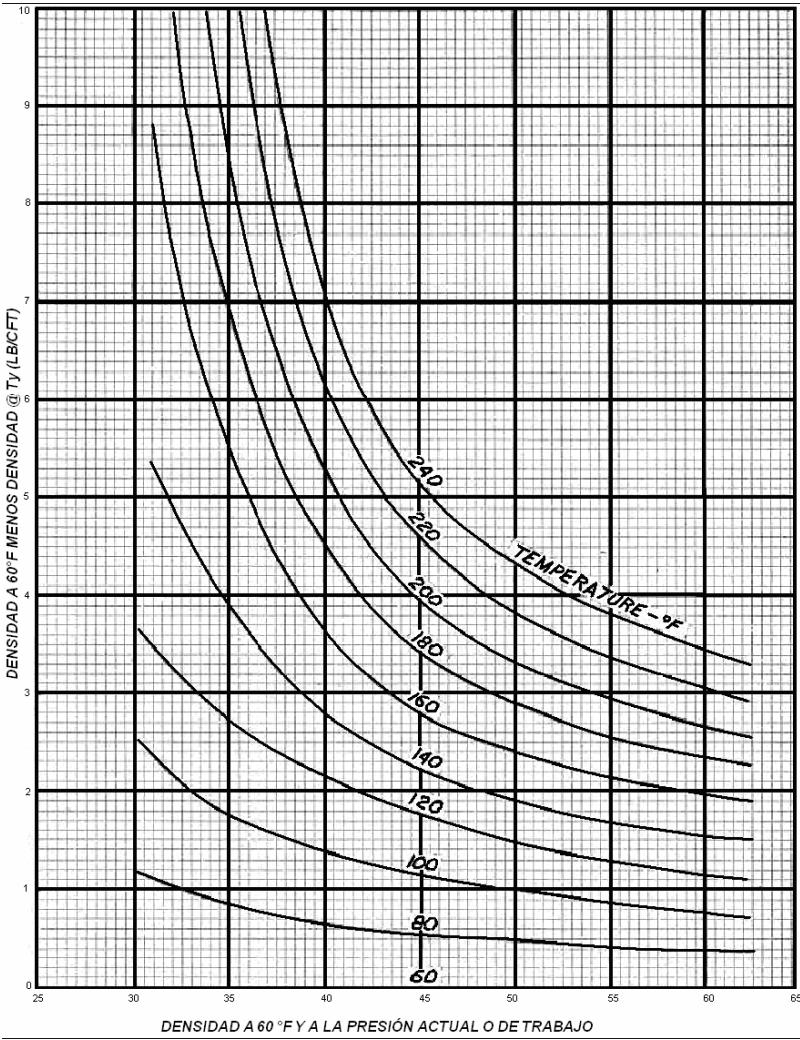


Fig. 5.4 Corrección de la densidad por expansión térmica de líquidos.

Entonces la densidad considerando la expansión térmica es de 60.27 (lb/ft³); ahora en base a la **Ec.5.1** se obtiene el factor de expansión térmica.

$$F_{te} = \frac{61.97}{60.27} = 1.028 \dots\dots\dots (5.8)$$

5.1.3. Factor de volumen del aceite saturado con CO₂.

El factor de volumen del aceite saturado con CO₂ (B_{oCO_2}) se calcula mediante la **Ec 5.9**, conociendo los valores del factor de expansión térmica (F_{te}) y del Factor de volumen de barrido (F_{sv}).

$$B_{oCO_2} = F_{te} F_{sv} \dots\dots\dots (5.9)$$

Sustituyendo los valores:

$$B_{oCO_2} = 1.19 \times 1.028 = 1.224 \text{ (scf/STB)} \dots\dots\dots (5.10)$$

La densidad del CO₂ (ρ_{co_2}) es obtenida a partir de la **Ec. 5.11**, la cual representa una ecuación de estado ideal que considera la compresibilidad del CO₂.

$$pV = nRZT \dots\dots\dots (5.11)$$

$$pV = \frac{M}{m} RZT \dots\dots\dots (5.12)$$

donde:

p = presión (psia).

V = volumen (ft³).

n = número de moles (adm).

M = peso molar (lb/mol).

m = masa molar del CO₂= 44(lb/mol).

R = constante universal de los gases [10.7316 (ft³ psi/ °R lb-mol)].

Z = factor de compresibilidad (adm).

T = temperatura (°R).

La **Fig. 5.5** muestra la gráfica para determinar el valor de la compresibilidad del CO₂ (Z); a las condiciones actuales de presión y temperatura Z = 0.44 .

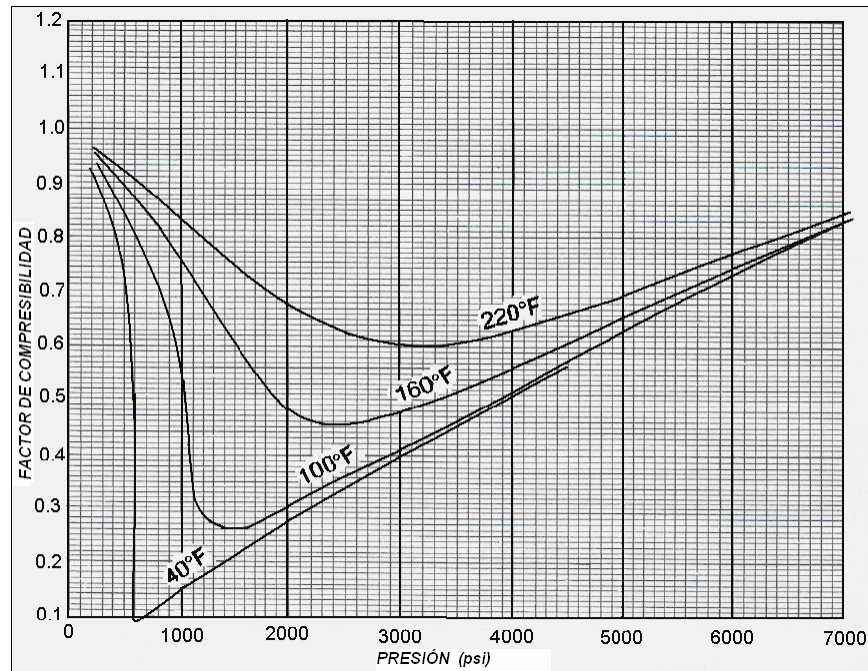


Fig. 5.5 Factor de compresibilidad del CO₂.

Despejando $\frac{M}{V}$ de la **Ec. 5.9**, se obtiene la densidad:

$$\frac{M}{V} = \frac{p}{0.243ZT} \dots\dots\dots (5.13)$$

Sustituyendo los valores se obtiene:

$$\frac{M}{V} = \frac{2000}{0.243 \times 0.44 \times 610.8} = 30.62 \text{ (lb/ft}^3\text{)} \dots\dots\dots (5.14)$$

5.1.4. Solubilidad del CO₂ en agua de formación.

La solubilidad del CO₂ en agua de formación (R_{sw}) es obtenida mediante la **Fig. 5.6**, la cual está en función de la presión y la temperatura; esta función fue desarrollada por Dodds y Sollami⁴ para agua pura.

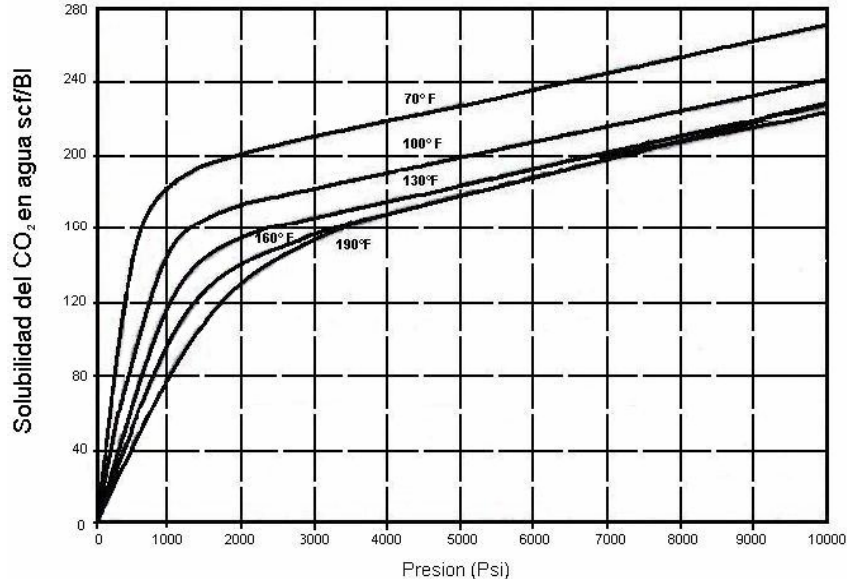


Fig. 5.6 Solubilidad del CO₂ en agua.

La **Fig. 5.7** muestra una gráfica del factor de corrección para la solubilidad del CO₂ en agua de formación, la cual fue desarrollada por Crawford y su equipo⁵; a partir de la presión de operación y de la salinidad, se obtiene el factor de corrección.

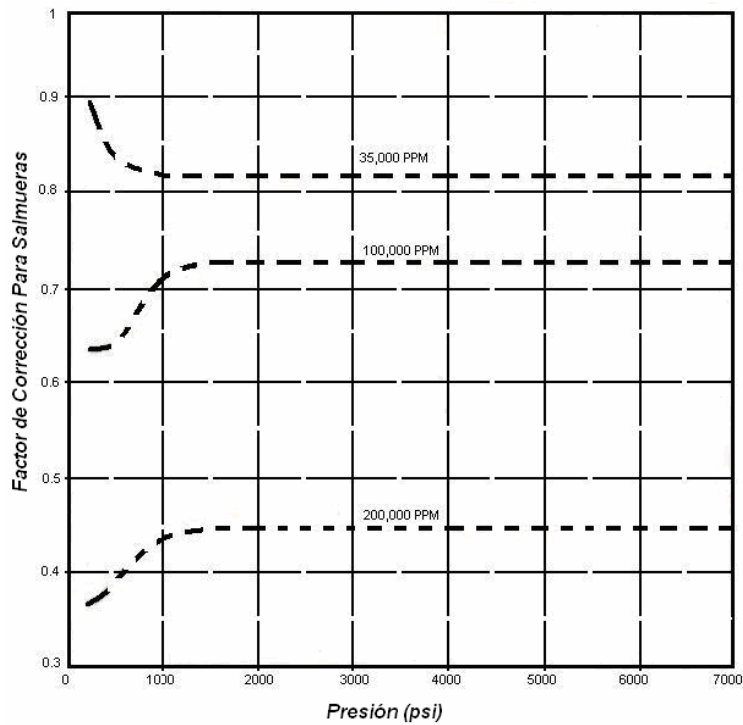


Fig. 5.7 Factor de corrección para la solubilidad del CO₂ en salmueras.

De la **Fig. 5.6**, a las condiciones de 2000 psi y 150.8 °F, se obtiene una $R_{sw}=140$ (scf/B); suponiendo una salinidad de 100,000 ppm el factor de corrección para la solubilidad obtenido de la **Fig. 5.7** es de 0.725; entonces el valor corregido de la solubilidad del CO₂ en agua de formación es $R_{sw}=140 \times 0.725=101.5$ (sfc/STB).

5.1.5. Factor de volumen del agua.

El factor de volumen del agua (B_w) se obtiene de la gráfica de Burcik⁶ (**Fig. 5.8**), en la que se consideran las condiciones de presión y de temperatura actuales, dando un de $B_w = 1.013$.

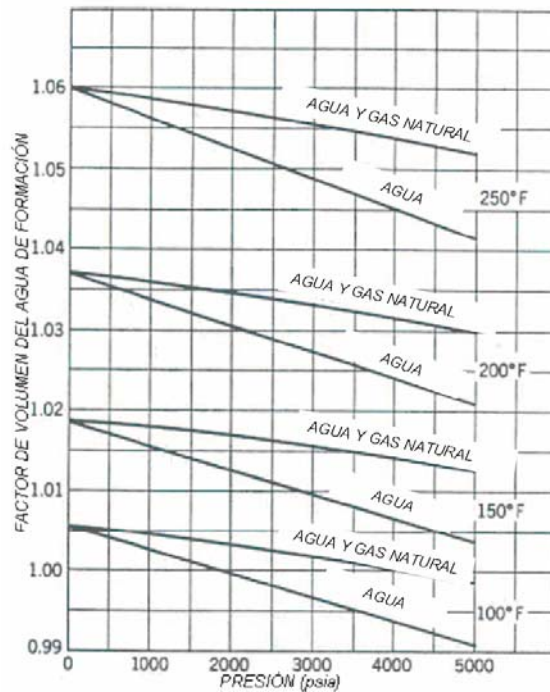


Fig. 5.8 Factor de volumen del agua de formación.

5.1.6. Factor de volumen del gas CO₂.

El factor de volumen del gas CO₂ se obtiene mediante la **Ec. 5.15**, la cual está en función de su densidad @ c.y.⁷.

$$B_{gCO_2} = \frac{3.316 \times 10^{-4}}{\rho_{CO_2}} \dots \dots \dots (5.15)$$

Sustituyendo el valor de ρ_{CO_2} :

$$B_{gCO_2} = \frac{3.316 \times 10^{-4}}{0.49} = 0.0006767 \text{ (RB/scf)} \dots \dots \dots (5.16)$$

5.1.7. Viscosidad del Aceite a Condiciones de Yacimiento.

La viscosidad del aceite muerto a temperatura de yacimiento (μ_{oD}) obtenida de la **Fig. 5.9**, en la cual tomando los valores de la RGA y la viscosidad del aceite vivo (RGA=168 (scf/STB) y $\mu_o=564.82$ (cp), respectivamente), se obtiene el valor de la viscosidad del aceite muerto $\mu_{oD}=150$ (cp @ temperatura de yacimiento y presión atmosférica); esto se logra en base al estudio realizado por Chew y Conally⁸.

Nota: Se hizo la proyección del valor de la viscosidad para poder obtener el resultado.

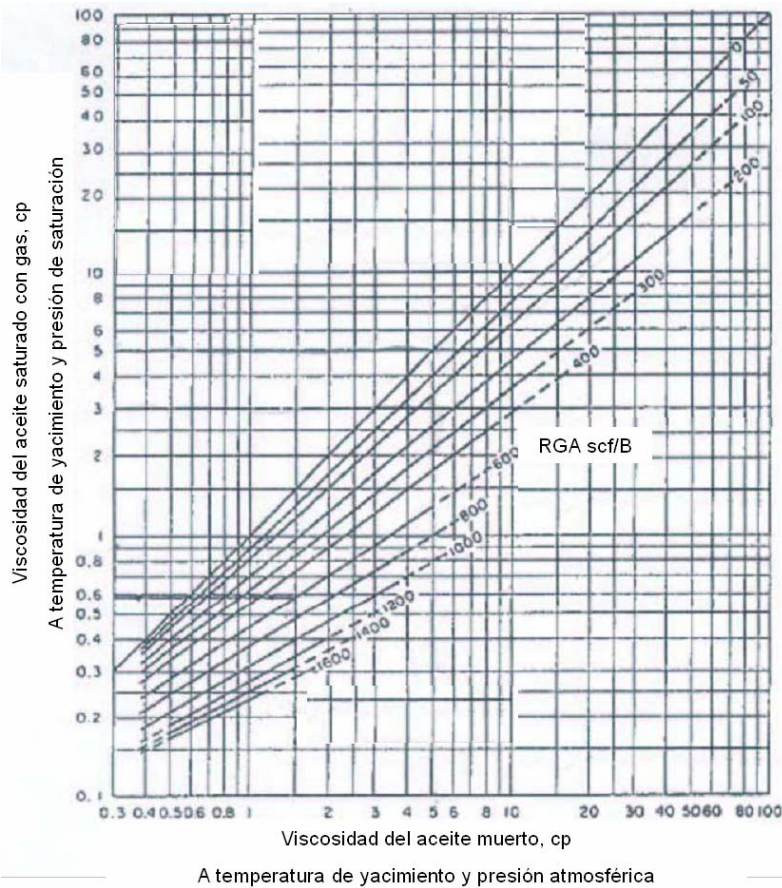


Fig. 5.9 Viscosidad del aceite saturado con gas @ c.y.

5.1.8. Viscosidad del Aceite Saturado con CO₂.

La viscosidad del aceite saturado con CO₂ (μ_{oCO_2}) se obtiene a partir de la Fig. 5.10, donde se toma en cuenta la viscosidad del aceite muerto y la presión.

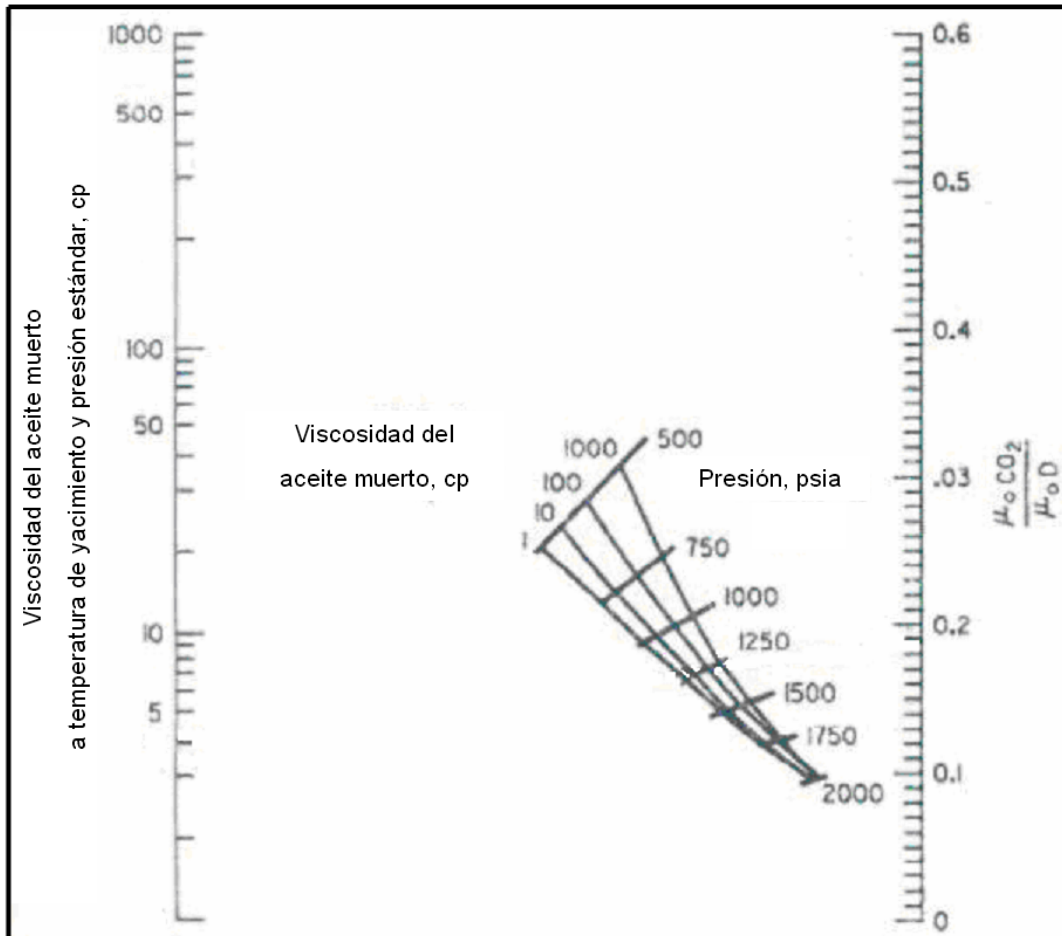


Fig. 5.10 Efecto de la P_{sat} del CO₂ en la viscosidad del aceite⁹.

de donde

$$\frac{\mu_{oCO_2}}{\mu_{oD}} = 0.04; \dots \dots \dots (5.17)$$

despejando

$$\mu_{oCO_2} = 6 \text{ (cp)} \dots \dots \dots (5.18)$$

5.2. Método de Haskin y Alston.

La recuperación de aceite (Ec. 5.19) está en función del volumen de aceite alterado y de la fracción de aceite alterado producido.

$$N_p = V_{ao} f_{ap} \dots\dots\dots (5.19)$$

El volumen de aceite alterado V_{ao} @ c.s. es la relación que guarda el volumen de CO_2 inyectado con respecto a la solubilidad del CO_2 en el aceite del yacimiento por la fracción de aceite disuelto dentro del medio poroso del yacimiento.

$$V_{ao} = \left(\frac{V_{iCO_2}}{R_{sCO_2}} \right) \left(\frac{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}}}{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}} + \frac{S_{gCO_2}}{B_{gCO_2}} + \frac{S_w R_{sw}}{B_w}} \right) \dots\dots\dots (5.20)$$

La fracción del aceite alterado producido depende de los cambios en las saturaciones de aceite residual relativas al agua y al CO_2 resultado de la reducción de la viscosidad del aceite saturado con CO_2 .

$$f_{ap} = \frac{\frac{S_{orw}}{B_o} - \frac{S_{orCO_2}}{B_{oCO_2}}}{\frac{S_{orw}}{B_o}} \dots\dots\dots (5.21)$$

Las saturaciones de aceite residual al agua y al CO_2 son estimadas en base a los estudios realizados por Craze y Buckley¹⁰ y por Arps¹¹ respectivamente; estos estudios se ven reflejados en las **Ecs. 5.22 y 5.25**; en la **Ec. 5.22** se correlaciona la saturación de aceite residual al agua @ c.y. con la viscosidad (μ_o) y la permeabilidad (k) de la zona barrida por una inyección de agua a un corte del 90%.

$$S_{orw} = 0.496 + 0.112 \log(\mu_o + 10) - 0.102 \log k \dots\dots\dots (5.22)$$

$$S_{orw} = 0.496 + 0.112 \log(564.82 + 10) - 0.102 \log 200 \dots\dots (5.23)$$

$$S_{orw} = 0.57 \dots\dots\dots (5.24)$$

La **Ec. 5.25** correlaciona la saturación de aceite residual al CO_2 @ c.y. con la viscosidad del aceite saturado con CO_2 (μ_{oCO_2}) y la permeabilidad (k) de la zona

barrida por el método "Huff and Puff", la cual es menor debido a la interacción de CO₂ en el medio poroso.

$$S_{orCO_2} = 0.496 + 0.112 \log(\mu_{oCO_2} + 10) - 0.102 \log k \dots\dots\dots (5.25)$$

$$S_{orCO_2} = 0.496 + 0.112 \log(0.95 + 10) - 0.102 \log 200 \dots\dots\dots (5.26)$$

$$S_{orCO_2} = 0.378 \dots\dots\dots (5.27)$$

Craig¹² supone en base a su estudio (Ec. 5.28) que una inyección de agua en la cual se presenta una movilidad complicada similar a la de un desplazamiento de agua por medio de CO₂, arrojaría una saturación del fluido desplazante de alrededor de 51%.

$$S_g = (S_{oi} - S_{orw})(0.5) \dots\dots\dots (5.28)$$

$$S_g = (0.75 - 0.57)(0.5) = 0.090 \dots\dots\dots (5.29)$$

$$S_w = 1 - S_g - S_{orw} \dots\dots\dots (5.30)$$

$$S_w = 1 - 0.09 - 0.57 = 0.34 \dots\dots\dots (5.31)$$

Finalmente se obtiene el valor de aceite recuperado mediante el método "Huff and Puff" con CO₂:

$$f_{ap} = \frac{\frac{0.57}{1.049} - \frac{0.396}{1.224}}{\frac{0.57}{1.049}} = 0.049 \dots\dots\dots (5.32)$$

$$V_{ao} = \left(\frac{5 \times 10^6}{550} \right) \left(\frac{\frac{(0.57)(550)}{1.224}}{\frac{(0.57)(550)}{1.224} + \frac{0.09}{0.0006767} + \frac{(0.34)(101.5)}{1.013}} \right) \dots\dots\dots (5.33)$$

$$V_{ao} = 5506.154 \text{ (STB)} \dots\dots\dots (5.34)$$

$$N_p = (5506.154)0.049 = 2227.375 \text{ (STB)} \dots\dots\dots (5.35)$$

5.3. Método de John T. Patton y Equipo.

Retomando los datos del Campo Angostura y apoyándose en el método de Patton y equipo (**Ec 5.36**), se calcula la eficiencia para varios ciclos de inyección, variando el volumen de CO₂ inyectado.

$$E_H = 0.33 - 0.035n_c - 4.5 \times 10^{-5} \mu_o + 1.6 \times 10^{-4} p_t + 1.3 \times 10^{-9} p_t^2 + 4.3 \times 10^{-5} k - 0.013 S_{oi} - 0.69 V_c$$

.....(5.36)

donde

E_H = Eficiencia del proceso “Huff and Puff” (STB oil/Mscf CO₂).

n_c = Número de ciclos.

μ_o = Viscosidad del aceite (cp).

p_t = Presión de trabajo o actual (psia).

k = Permeabilidad (mD).

S_{oi} = Saturación inicial de aceite (RB/RB).

V_c = Volumen de CO₂ por cada pie(MMscf/ft).

En base al estudio de Patton¹³, el rango óptimo del volumen de CO₂ para cada ciclo por pie de arena limpia, fue del rango de 0.1 hasta 0.2 MMscf/ft, considerando que el Campo Angostura se encuentra en las formaciones San Felipe y Méndez (Brechas Cretácicas), se toma un rango de volumen de CO₂ que va de los 0.05 MMscf/ft hasta los 0.75 MMscf/ft.

La viscosidad se retoma del estudio de Haskin y Aiston; las propiedades como permeabilidad y saturación inicial de aceite son tomadas de un pozo representativo del Campo Angostura.

Sustituyendo las propiedades en la **Ec. 5.36** para cada ciclo e incrementando el V_c para cada uno de ellos, se obtiene la **Tabla 5.1**, con la cual se muestra un comportamiento lineal respecto al volumen de CO₂ inyectado por cada ciclo, **Fig. 5.11**.

Tabla 5.1 Eficiencias del método de Patton.

Valor de Vc	E1	E2	E3	E4	E5
0.05	0.5591331	0.5241331	0.4891331	0.4541331	0.4191331
0.1	0.5246331	0.4896331	0.4546331	0.4196331	0.3846331
0.15	0.4901331	0.4551331	0.4201331	0.3851331	0.3501331
0.2	0.4556331	0.4206331	0.3856331	0.3506331	0.3156331
0.25	0.4211331	0.3861331	0.3511331	0.3161331	0.2811331
0.3	0.3866331	0.3516331	0.3166331	0.2816331	0.2466331
0.35	0.3521331	0.3171331	0.2821331	0.2471331	0.2121331
0.4	0.3176331	0.2826331	0.2476331	0.2126331	0.1776331
0.45	0.2831331	0.2481331	0.2131331	0.1781331	0.1431331
0.5	0.2486331	0.2136331	0.1786331	0.1436331	0.1086331
0.55	0.2141331	0.1791331	0.1441331	0.1091331	0.0741331
0.6	0.1796331	0.1446331	0.1096331	0.0746331	0.0396331
0.65	0.1451331	0.1101331	0.0751331	0.0401331	0.0051331
0.7	0.1106331	0.0756331	0.0406331	0.0056331	-0.0293669
0.75	0.0761331	0.0411331	0.0061331	-0.0288669	-0.0638669

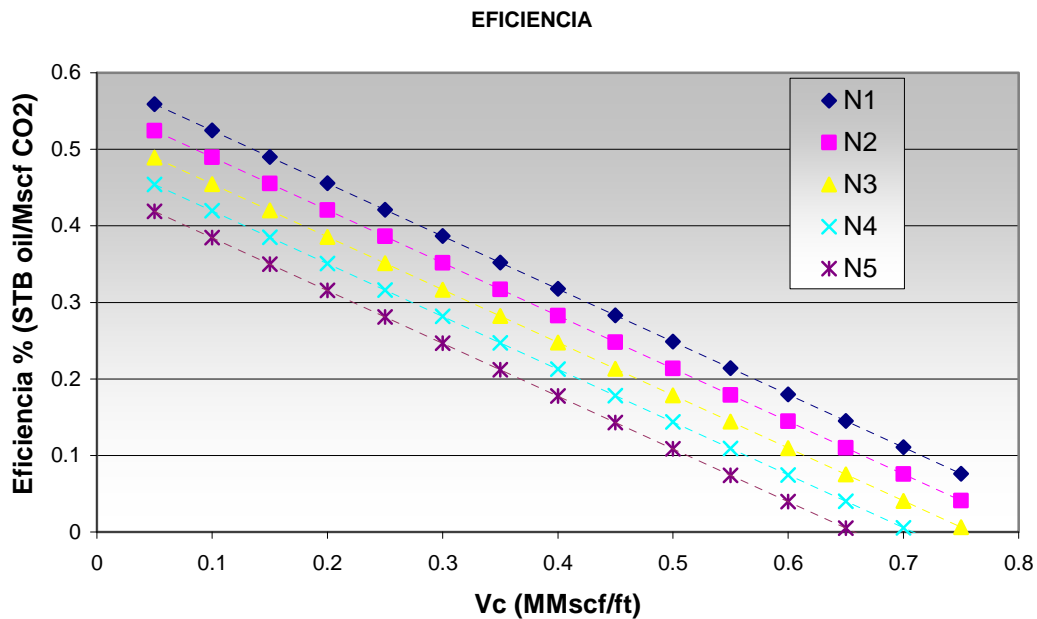


Fig. 5.11 Método de Patton.

5.4. Referencias

1. Gerencia de Gestión y Transferencia Tecnológica PEP.
2. Simon R., and Graude: "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling, and Viscosity Behavior of CO₂ Crude Oil Systems," *JPT* (Jan 1965). 102-106; *Trans.*, AIME, 234.

-
-
3. Standing, M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon System", SPE, Richardson, TX. (1977) 37.
 4. Dodds, W.S. Stutman, L.F., and Sollami, B.J.: "Carbon Dioxide Solubility in Water," Chem. Eng. Data Series (1956) 1, 92-95.
 5. Crawford, H.R. et. al.: "Carbon Dioxide –A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation," JPT (March 1963) 237-242.
 6. Burcik, E.: "Properties of Petroleum Reservoir Fluids", IHRDC, Boston, MA. (1979) 139.
 7. Sage, B.H. and Lacey, W.N.: "Some Properties of the Lighter Hydrocarbons, Hydrogen Sulfide, and Carbon Dioxide", Monograph project 37, API, New York City (1995) 42.
 8. Chew J.N. and Connally, C.A.Jr.: "A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils," *Trans.*, AIME (1959) 216, 23-25.
 9. Haskin, H.K. and Alston, R.B.: "An Evaluation of CO₂ Huff and Puff Test in Texas", JPT (Feb. 1989), 177-184.
 10. Craze R.C. and Buckley, S.E.: "A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery," *Drill & Prod. Prac.*, API (1945) 144-155.
 11. Arps, J.J. "Estimation of Primary Oil Reserves," *Trans.*, AIME (1956) 207, 183-186.
 12. Craig, F.C.Jr.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3, 108.
 13. Patton, J.T., Coats, K.H., and Spence, K.: "Carbon Dioxide Well Stimulation: Part 1 – A Parametric Study," *JPT* (Aug. 1982) 1798-1804.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Algunos campos de nuestro país se encuentran en su etapa de madurez; es por eso que los ingenieros petroleros deben de hacer suyo el compromiso de restituir reservas. Un camino para realizar esta ardua labor es la aplicación de métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos, la cual debe realizarse conociendo técnica y operativamente el alcance y las limitantes de cada uno de los métodos disponibles; debido a la complejidad de los yacimientos, es necesario hacer la debida selección dentro de los métodos de recuperación mejorada para su exitosa aplicación, claro tomando en cuenta el costo-beneficio.

En el presente trabajo se aplica un método matemático para estimar la cantidad de aceite que se puede recuperar mediante el método "Huff and Puff" con CO₂ en el Campo Angostura; los resultados obtenidos muestran que cerca de 5506 STB son alterados por el CO₂ dentro del medio poroso, de los cuales se podrían producir casi la mitad por medio del método "Huff and Puff" con CO₂ en el primer ciclo, inyectando un volumen de 5 MMscf.

El método se considera rentable ya que se presenta una recuperación adicional de aceite, si tomamos en cuenta el precio actual del barril que se acerca a los \$80 dólares; los costos que representaría llevar hasta la boca del pozo el volumen suficiente de CO₂ podrían ser cubiertos.

Los principales mecanismos termodinámicos que propician la recuperación de aceite en el método "Huff and Puff" son primordialmente: el hinchamiento del aceite y la reducción de la viscosidad.

La eficiencia que presenta el método de Haskin y Alston es cercana a 0.44 (STB oil / Mscf CO₂), que comparada con los resultados obtenidos del método de Patton, cae en un rango favorable; el número de ciclos que se utilicen en el método "Huff and Puff", de acuerdo con los resultados obtenidos mediante el método de Patton, muestran una relación lineal que permite predecir la cantidad de aceite que se recuperará inyectando un cierto volumen de CO₂, originando que en el diseño y la conceptualización del método "Huff and Puff" se tomen en cuenta las cantidades de CO₂, ya que existe un limite tanto económico como técnico en la

puesta en marcha del proyecto; esto quiere decir que por más CO₂ que sea inyectado no habrá recuperación adicional de aceite, por el contrario se incrementarán los costos.

La ventaja que presenta el método “Huff and Puff” es debido a que se inyecta CO₂ y después se deja que éste interactúe con los fluidos que se encuentran dentro del medio poroso; esta interacción en ocasiones es benéfica, ya que gracias a las propiedades termodinámicas de este elemento, el método genera grandes beneficios en cuanto a recuperación de aceite.

En los métodos de Patton y de Haskin y Alston, se hacen muchas consideraciones que para fines de cálculos ingenieriles son validas, ya que realmente se desconoce la respuesta que dará el yacimiento; estos métodos son de gran ayuda para tener una idea muy aproximada de la respuesta que tendrá el yacimiento a la inyección cíclica de CO₂ o “Huff and Puff”.

Un factor importante a considerar en el desarrollo del Campo Angostura es el volumen de CO₂ que se inyectará, el transporte del mismo y las presiones que se utilizarán; la parte del volumen los métodos propuestos lo resuelven; en cuanto al transporte, se recomienda ser traído mediante pipas, ya que resulta más económico que establecer instalaciones superficiales especiales para este campo.

Las instalaciones con las que cuenta el Campo Angostura no se modificarían si se aplicara este método, ya que no se requiere alcanzar la presión de miscibilidad, en dado caso de que se desee alcanzarla, se podría tomar la presión de saturación del aceite como valida.

Para la aplicación de cualquier proceso de recuperación mejorada, es necesario contar con una caracterización geológica confiable, tanto cualitativa como cuantitativamente hablando, ya que será la fuente de datos para alimentar los modelos desarrollados.

Es necesario apoyarse en experiencias adquiridas previamente, para de esa manera tener menos incertidumbre en la puesta en marcha de los proyectos.

NOMENCLATURA

atm	Atmósferas (1 psi= 0.068 atm).
B/D	Barriles por día.
B_g	Factor de volumen del gas (RB/STB).
B_o	Factor de volumen del aceite (RB/STB).
B_{oCO_2}	Factor de volumen del aceite saturado con CO ₂ (RB/STB).
BTU/lb-°F	Capacidad térmica específica [1 BTU/lb °F = 4.187 kJ/kg °C].
B_w	Factor de volumen del agua (RB/STB).
CH ₄	Metano.
CO ₂	Bióxido de carbono o anhídrido carbónico.
cp	Centipoise [1 poise=1g/(cm*s)].
E	Eficiencia total de desplazamiento (volumen de aceite recuperado por el proceso / volumen de aceite al inicio del proceso).
E_D	Eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como una fracción.
E_H	Eficiencia del proceso "Huff and Puff" (STB oil/Mscf CO ₂).
E_V	Eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrica; eficiencia horizontal por vertical) expresada como una fracción.
f_{ap}	Fracción del aceite alterado producido.
F_{sV}	Factor de volumen de barrido.
F_{te}	Factor de expansión térmica.
g/cm ³	Gramos por centímetro cúbico.
g/L	Gramos por litro.
k	Permeabilidad (mD).
M	Peso molar (lb/mol).
MBL/D	Miles de barriles por día.
Mcf/B	Miles de pies cúbicos por barril.

mg/g	Miligramos por cada gramo.
MMB	Millones de barriles.
Msm ³	Miles de metros cúbicos estándar.
N	Nitrógeno.
n_c	Número de ciclos.
N_p	Volumen de acumulado de aceite producido (STB).
lb/gal	Libras por galón.
O	Oxígeno.
P	Presión (psi).
pH	Potencial de hidrógeno.
p_{sat}	Presión de saturación (psi).
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas.
psi/ft	Libras por pulgada cuadrada por cada pie.
p_t	Presión de trabajo actual o presión de tratamiento (psia).
P_{tr}	Presión en el punto triple (atm).
R	Constante universal de los gases.
RGA	Relación gas aceite instantánea.
R_{sCO_2}	Solubilidad del CO ₂ en el aceite del yacimiento (scf/STB).
R_{sw}	Solubilidad del CO ₂ en el agua de formación (scf/STB).
S	Daño a la formación.
S_{gCO_2}	Saturación del CO ₂ (RB/RB).
sm ³	Metros cúbicos estándar.
S_{oi}	Saturación inicial de aceite.
S_{or}	Saturación de aceite residual.
$\overline{S_{or}}$	Saturación de aceite remanente promedio.
S_{orCO_2}	Saturación residual del aceite saturado con CO ₂ (RB/RB).
S_{orG}	Saturación de aceite residual de la inyección de gas.
S_{orW}	Saturación de aceite residual a la inyección de agua.

S_{orWAG}	Saturación de aceite residual en el proceso WAG.
S_w	Saturación del agua (RB/RB).
T_{tr}	Temperatura en el punto triple (°C).
V	Volumen (m ³).
V_{ao}	Volumen del aceite alterado (STB).
V_c	Volumen de CO ₂ por cada ciclo por pie (MMscf/ft).
V_{iCO_2}	Volumen de CO ₂ inyectado (scf).
T	Temperatura (°R).
T_y	Temperatura en el yacimiento (°F).
Z	Factor de compresibilidad.
ρ_{co_2}	Densidad del CO ₂ , (g/cm ³).
ρ_l	La densidad del CO ₂ líquido.
ρ_s	La densidad del CO ₂ @ condiciones del punto triple.
ρ_g	La densidad del CO ₂ como gas.
μ_o	Viscosidad del aceite (cp).
μ_{oCO_2}	Viscosidad del aceite saturado con CO ₂ @ c.y. (cp).
μ_{oD}	Viscosidad del aceite muerto (cp).
°API	Densidad definida por: $^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5$
°C	Grados centígrados (°C=5/9(°F-32)).
°F	Grados Fahrenheit (°F=1.8(°C+32)).
